

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль подготовки: «Технология строительства нефтяных и газовых скважин»
 Отделение нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Разработка рекомендаций по предупреждению осложнений при бурении скважин в различных геолого-технических условиях

УДК 622.24-048.82

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ92	Айдушев Владислав Олегович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Ковалев Артем Владимирович	к.т.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Романюк Вера Борисовна	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Сечин Александр Иванович	д.т.н.		

По разделу, выполненному на иностранном языке

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Гутарева Надежда Юрьевна	к.п.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Минаев Константин Мадестович	к.х.н.		

Томск – 2021 г.

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
P1	Применять естественнонаучные, математические, гуманитарные, экономические, инженерные, технические и глубокие профессиональные знания в области современных нефтегазовых технологий для решения прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем, соответствующих профилю подготовки (в нефтегазовом секторе экономики).
P2	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные исследования с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в сложных и неопределённых условиях; использовать принципы изобретательства, правовые основы в области интеллектуальной собственности.
P3	Проявлять профессиональную осведомленность о передовых знаниях и открытиях в области нефтегазовых технологий с учетом передового отечественного и зарубежного опыта; использовать инновационный подход при разработке новых идей и методов проектирования объектов нефтегазового комплекса для решения инженерных задач развития нефтегазовых технологий, модернизации и усовершенствования нефтегазового производства.
P4	Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы для реализации технологических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их высокую эффективность, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда, выполнять требования по защите окружающей среды.
P5	Быстро ориентироваться и выбирать оптимальные решения в многофакторных ситуациях, владеть методами и средствами математического моделирования технологических процессов и объектов.
P6	Эффективно использовать любой имеющийся арсенал технических средств для максимального приближения к поставленным производственным целям при разработке и реализации проектов, проводить экономический анализ затрат, маркетинговые исследования, рассчитывать экономическую эффективность.
P7	Эффективно работать индивидуально, в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, готовность нести ответственность за результаты работы.
P8	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности; активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности.

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность): «Нефтегазовое дело» 21.04.01
 Профиль подготовки: «Технология строительства нефтяных и газовых скважин»
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ Минаев К.М.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ **на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Магистерской диссертации

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ92	Айдушеву Владиславу Олеговичу

Тема работы:

Разработка рекомендаций по предупреждению осложнений при бурении скважин в различных геолого-технических условиях	
Утверждена приказом директора (дата, номер):	№ 76-64/с от 17.03.2021

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
------------------------------------------	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Обобщение современного опыта в области предупреждения осложнений при бурении скважин в различных горно-геологических условиях
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ul style="list-style-type: none"> - Аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений науки и техники в рассматриваемой области; - Современные тенденции развития технологий предупреждения осложнений при бурении скважин на основе цифровизации и искусственного интеллекта на базе нейросетей; - Финансовый менеджмент; - Социальная ответственность; - Перевод одной из основных частей литературного обзора на английский язык; - Выводы по работе.

Перечень графического материала	Необходимость в графических материалах отсутствует
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Романюк Вера Борисовна, доцент отделения нефтегазового дела, кандидат экономических наук
Социальная ответственность	Сечин Александр Иванович, профессор отделения общетехнических дисциплин, доктор технических наук
Разделы, выполненные на иностранном языке	Гутарева Надежда Юрьевна, доцент отделения иностранных языков, кандидат педагогических наук
Название разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке:	
Drilling Problems Forecast System Based on Neural Network	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	
------------------------------------------------------------------------------------------	--

Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения нефтегазового дела	Ковалёв Артём Владимирович	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ92	Айдушев Владислав Олегович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ92	Айдушеву Владиславу Олеговичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 Нефтегазовое дело/ Технология строительства нефтяных и газовых скважин

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Расчет сметной стоимости выполняемых работ, согласно применяемой техники и технологии.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций, норма расхода материалов, инструмента и др.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Ставка налога на прибыль 20%; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 20%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Технико-экономическое обоснование целесообразности внедрения новой техники или технологии выполнения работ
Планирование и формирование бюджета научных исследований	Нормативная карта строительства скважины; линейный график проведения работ.
2. Составление сметы инженерного проекта	Нормативная карта строительства скважины; линейный график проведения работ.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальное распределение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет экономической эффективности внедрения новой техники или технологии.

Перечень графического материала

1. Линейный календарный график выполнения работ
2. Нормативная карта

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Романюк Вера Борисовна	к.э.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ92	Айдушев Владислав Олегович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ92	Айдушеву Владислав Олеговичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 Нефтегазовое дело/ Технология строительства нефтяных и газовых скважин

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования и области его применения	Объект исследования: Осложнения при бурении скважин в различных горно-геологических условиях Предмет исследования: Анализ возможных последствий осложнений при бурении скважин – возникновение аварий.
------------------------------------------------------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности 1.1. Специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; 1.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	Описание правовых норм для проведения работ, связанных с эксплуатацией бурового оборудования согласно следующим документам: 1. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 30.04.2021). 2. Федеральный закон РФ от 28.12.2013 № 426-ФЗ (ред. от 01.01.2021) «О специальной оценке условий труда»;
2. Профессиональная социальная ответственность 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов, возникающих при разработке и эксплуатации проектируемого решения; 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействий.	Вредные производственные факторы: 1. Повышенный уровень вибраций на рабочем месте; 2. Повышенный уровень шума 3. Отсутствие или недостаток естественного света, недостаточная освещенность рабочей зоны. 4. Химические вредные факторы 5. Психофизиологические факторы Опасные производственные факторы: 1. Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; 2. Химические опасные факторы 3. Дополнительные опасные факторы при ликвидации ГНВП
3. Экологическая безопасность 3.1. Анализ воздействия объекта исследования на окружающую среду; 3.2. Обоснование мероприятий по защите окружающей среды.	Влияние объекта исследования на окружающую среду: 1. Загрязнение атмосферы; 2. Загрязнение гидросферы; 3. Загрязнение литосферы; Мероприятия по защите окружающей среды согласно нормативным документам: 1. СанПиН 2.1.7.1322-03 Гигиенические требования к размещению и обезвреживанию отходов производства и потребления;
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях 4.1. Перечень возможных ЧС при разработке эксплуатации проектируемого решения; 4.2. Разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.	4.1 Возможные чрезвычайные ситуации при разработке и эксплуатации проектируемого решения – газонефтеводопроявление (ГНВП). Наиболее типичная ЧС: газонефтеводопроявление. 4.2 Разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
-------------------------------------------------------------	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Сечин Александр Иванович	д.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ92	Айдушев Владислав Олегович		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа магистра состоит из 131 с., 18 рис., 10 табл., 30 источников, 1 прил.

Ключевые слова: бурение, осложнение, поглощение, осыпи, обвалы, прихват, газонефтеводопроявление, грифон, сальник, многолетнемерзлые породы.

Объектом исследования являются осложнения при бурении скважин в различных горно-геологических условиях.

Целью работы является разработка методик предотвращения осложнений в ходе бурения на основе современных разработок и технологий.

В процессе исследования проводились анализ, систематизация и обобщение существующих методов предотвращения осложнений, разработка рекомендаций по их применению.

В результате исследования была разработана классификация, а также рекомендации по применению технических и технологических средств для предотвращения осложнений.

Практическая значимость: результаты работы могут быть использованы недропользователями, буровыми, сервисными и проектными организациями при составлении проектной и рабочей документации.

Экономическая эффективность/значимость работы: возможность снизить временные и финансовые затраты, связанные с ликвидацией возможных осложнений.

Научная новизна заключается в разработке авторских классификаций, а также рекомендаций по использованию технических и технологических средств по предупреждению осложнений при бурении скважин в различных горно-геологических условиях.

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

Определения

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

скважина: Цилиндрическая горная выработка в земной коре, сооружаемая без доступа в неё человека, которая характеризуется относительно небольшим диаметром по сравнению с ее длиной.

осложнение: Нарушение технологического процесса бурения скважин, произошедшее при соблюдении требований технического проекта и правил ведения буровых работ, вызванное явлением горно-геологического характера.

газонефтеводопроявление: Поступление пластового флюида в ствол скважины, не предусмотренное технологией работ.

буровой раствор: Технологическое наименование сложной многокомпонентной дисперсной системы суспензионных, эмульсионных и азрированных жидкостей, применяемых для промывки скважин в процессе бурения.

режим бурения: Совокупность следующих факторов при бурении скважины: осевая нагрузка, частота вращения, расход и свойства промывочной жидкости.

буровая установка: Комплекс бурового оборудования и сооружений, предназначенных для бурения скважин.

Обозначения и сокращения

В данной работе применены следующие сокращения с соответствующими расшифровками:

ГНВП – газонефтеводопроявление;

КНБК – компоновка низа бурильной колонны;

СПО – спуско-подъемные операции;

БУ – буровая установка;

ММП – многолетнемерзлые породы;
УБТ – утяжеленные бурильные трубы;
ОК – обсадная колонна;
БК – бурильная колонна;
ПВО – противовыбросовое оборудование;
ГТИ – геолого-технологические исследования.

Нормативные ссылки

В настоящей работе использованы ссылки на следующие стандарты:

- ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ).
Шум. Общие требования безопасности.
- ГОСТ 12.1.029-80 Система стандартов безопасности труда (ССБТ).
Средства и методы защиты от шума. Классификация
- СП 4156-86 Санитарные правила нефтяной промышленности
- ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда (ССБТ).
Вибрационная безопасность. Общие требования.
- ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов безопасности труда (ССБТ).
Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
- ГОСТ 12.1.029-80 Система стандартов безопасности труда (ССБТ).
Средства и методы защиты от шума. Классификация.
- Р 2.2.2006-05 Руководство, по гигиенической оценке, факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда
- СанПиН 2.2.4.548-96. 2.2.4. Физические факторы производственной среды. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. Санитарные правила и нормы
- СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение
- СанПиН 1.2.2353-08 Канцерогенные факторы и основные требования к профилактике канцерогенной опасности - При наличии канцерогенов.

ГН 2.2.5.1313-03 Химические факторы производственной среды. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.

Р 2.2.755-99. Гигиенические критерии оценки и классификация условий труда по показателям вредности и опасности факторов производственной среды, тяжести и напряженности трудового процесса.

ГОСТ 12.1.005-88. Межгосударственный стандарт. Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.

Приказ Минтруда России от 24.01.2014 N 33н (ред. от 27.04.2020) "Об утверждении Методики проведения специальной оценки условий труда, Классификатора вредных и (или) опасных производственных факторов, формы отчета о проведении специальной оценки условий труда и инструкции по ее заполнению"

Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» Утверждены Приказом Ростехнадзора от 12.03.2013 № 101

ГОСТ 31192.2-2005. Вибрация. Измерение локальной вибрации и оценка ее воздействия на человека.

РД 08-254-98 Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности.

ИПБОТ 189-2008 Инструкция по промышленной безопасности и охране труда при опрессовке нагнетательных линий и буровых рукавов

Федеральный закон от 10 января 2002 года N 7-ФЗ "Об охране окружающей среды"

Федеральный закон от 24.06.1998 N 89-ФЗ (ред. от 27.12.2019) "Об отходах производства и потребления"

СанПиН 2.1.7.1322-03 "Гигиенические требования к размещению и обезвреживанию отходов производства и потребления"

СанПиН 2.1.5.980-00 Водоотведение населенных мест, санитарная охрана водных объектов. Гигиенические требования к охране поверхностных вод.

ГОСТ 17.1.3.12-86 "Охрана природы. Гидросфера. Общие правила охраны вод от загрязнения при бурении и добыче нефти и газа на суше"

ППБО-85 Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности

РД 08-254-98 Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности.

ТК РФ Трудовой кодекс Российской Федерации

Оглавление

Введение.....	15
1. Литературный обзор	16
1.1. Классификация осложнений при бурении скважин	16
1.2. Поглощение буровых и тампонажных растворов при бурении и креплении скважин	18
1.2.1. Факторы, влияющие на появление поглощений промывочной жидкости	19
1.2.2. Признаки поглощения.....	20
1.2.3. Предупреждение поглощений.....	22
1.2.4. Рекомендации по технологии бурения при вскрытии и прохождении поглощающих горизонтов.....	23
1.3. Осложнения, связанные с нарушением устойчивости стенки скважины.....	24
1.3.1. Осыпи и обвалы горных пород	26
1.3.2. Мероприятия по повышению устойчивости стенки скважины	28
1.3.3. Профилактические мероприятия по предупреждению набухания горных пород	28
1.3.4. Желобообразование	29
1.4. Прихваты бурильных и обсадных колонн	31
1.5. Газонефтеводопроявления.....	34
Выводы по литературному обзору	38
2. Технические, технологические и организационные способы предупреждения осложнений.	39
2.1. Технические способы предупреждения.....	39
2.1.1. Кольматационное оборудование	39
2.1.2. Циркуляционные переводники	41
2.1.2.1. Переводник компании NOV (National Oilwell Varco) MOCS.....	41
2.1.2.2. Циркуляционный переводник JetStream.....	43
2.1.3. Устройство для доставки пенополиуретана в зону поглощения	45
2.1.4. Оборудование для локального крепления стенок скважины	46
2.1.5. Изоляционные пакеры	47
2.1.6. Яссы	48

2.1.6.1.	Крутильные яссы «Shock Turn»	49
2.1.7.	Вибродемпферы, осцилляторы	50
2.1.7.1.	Вибродемпферы	50
2.1.7.2.	Осциллятор-турбулизатор	51
2.1.8.	Бурильные трубы с улучшенными гидравлическими характеристиками	52
2.1.9.	Центраторы, стабилизаторы, УБТ с фасонным поперечным сечением	53
2.1.10.	Термокейсы	53
2.2.	Технологические способы предупреждения осложнений	54
2.2.1.	Использование кольматантов, сшиваемых и отвердевающих составов	54
2.2.1.1.	Использование кольматантов	54
2.2.1.2.	Использование сшиваемых составов	55
2.2.1.3.	Использование отвердевающих составов	55
2.2.2.	Намыв наполнителей	56
2.2.3.	Использования азрированных растворов и пен	58
2.2.4.	Использование цементных мостов	59
2.2.5.	Спуск потайных колонн	59
2.2.6.	Замораживание	59
2.2.7.	Бурение на обсадной колонне	61
2.2.8.	Бурение с динамичным управлением давления	62
2.2.9.	Низкотемпературные режимы промывки	63
2.2.10.	Использование ингибиторов глин	63
2.2.11.	Применение безводных промывочных жидкостей	64
2.2.12.	Внедрение автоматизированных систем предотвращения осложнений	64
2.2.12.1.	Классификация осложнений для применения нейронных сетей ...	68
2.3.	Рекомендации по использованию оборудования и технологий для предотвращения осложнений при бурении	70
3.	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	73
3.1.	Оценка коммерческого потенциала инженерных решений	73

3.1.1.	Потенциальные потребители проекта.....	73
3.2.	Расчет нормативной продолжительности строительства скважины ...	73
3.2.1.	Нормативная карта выполнения работ по строительству скважины	73
3.2.2.	Определение рейсовой, механической и коммерческой скоростей бурения.....	77
3.2.3.	Линейных календарный график выполнения работ	77
3.3.	Сметная стоимость строительства скважины.....	78
3.4.	Расчет сметной стоимости аварийных работ	82
4.	Социальная ответственность	84
4.1.	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности....	84
4.1.1.	Специальные правовые нормы трудового законодательства.....	84
4.1.2.	Организационные мероприятия при компоновке вахтового посёлка	86
4.2.	Профессиональная социальная ответственность	87
4.2.1.	Производственная безопасность.....	87
4.2.2.	Повышенный уровень общей вибрации	89
4.2.3.	Повышенный уровень шума, неблагоприятные характеристики шума.....	90
4.2.4.	Отсутствие или недостаток необходимого естественного/искусственного освещения	91
4.2.5.	Химические вредные факторы.....	92
4.2.6.	Психофизиологические факторы.....	93
4.3.	Анализ опасных производственных факторов, возникающие при внедрении объекта исследования, обоснование мероприятий по защите персонала от их действия	94
4.3.1.	Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования	96
4.3.2.	Химические факторы	97
4.3.3.	Дополнительные опасные факторы при ликвидации ГНВП	98
4.4.	Экологическая безопасность	99
4.4.1.	Анализ влияния процесса объекта исследования на окружающую среду	99
4.4.2.	Анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы).	99

4.4.3.	Анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы).	100
4.4.4.	Анализ воздействия объекта на литосферу (отходы).	101
4.5.	Безопасность в чрезвычайных ситуациях.	102
4.5.1.	Разработка превентивных мер по предупреждению ГНВП	102
Заключение		105
Список литературы		106
Приложение		109
References		126

Введение

Безаварийное бурение скважин на нефть и газ является приоритетом для любой компании, так как это позволяет избегать временных и финансовых затрат на строительство скважин.

Любое осложнение может перейти в аварию, если своевременно не предпринять соответствующие действия по его устранению. Что непосредственно приведёт к финансовым и временным затратам.

В данном случае, самый оптимальный вариант – не допускать возникновения осложнений, но полностью этого избежать нельзя, поэтому становится важным наиболее раннее обнаружение, предупреждение и своевременная ликвидация возможных осложнений при бурении в различных горно-геологических условиях.

В данной выпускной работе магистра рассмотрены существующие стандартные методы предупреждения осложнений в ходе бурения и проведён анализ и систематизация технических, технологических и организационных мероприятий по предупреждению осложнений.

1. Литературный обзор

1.1. Классификация осложнений при бурении скважин

Нарушение технологического процесса бурения скважин, произошедшее при соблюдении требований технического проекта и правил ведения буровых работ, вызванное явлениями горно-геологического характера называется осложнением. При осложнениях бурение скважины возможно, но необходимо проведение специальных мероприятий.

К основным видам осложнений относят:

- поглощение буровых и тампонажных растворов при бурении, промывке и креплении скважин;
- разрушение стенок скважины:
 - осыпи, обвалы, обрушения горных пород, слагающих ствол скважины;
 - желобообразование в местах резкого изменения направления оси скважины;
 - набухание горных пород;
 - растворение отложений солей;
 - растепление многолетнемерзлых пород;
- газонефтеводопроявления (ГНВП):
 - газирование бурового раствора;
 - межпластовые перетоки;
 - заколонные флюидопроявления;
 - возникновение грифонов;
 - переливы, выбросы, фонтаны пластовых флюидов;
- прихваты бурильных и обсадных колонн в необсаженном стволе скважины:
 - дифференциальный прихват;
 - заклинивание элементов бурильной колонны и обсадных колонн в результате сальникообразования;

– заклинивание бурильных и обсадных колонн в суженной части ствола скважины;

– прихват колонн обвалившимися породами;

– заклинивание бурильных и обсадных колонн посторонними предметами;

– заклинивание бурильных и обсадных колонн в желобной выработке;

• самопроизвольное искривление ствола скважины.

Приведенная классификация позволяет разделить технологические приемы и операции по борьбе с ними. На борьбу с ликвидацией осложнений при строительстве скважин на нефть и газ в некоторых случаях затрачивается 20–25 % календарного времени, что делает проблему предупреждения осложнений и их ликвидации весьма актуальной. Опыт практической работы показывает, что большинство осложнений легче предупредить, чем ликвидировать.

В практике строительства скважин имеется множество случаев, когда одно возникшее осложнение может стать причиной других.

Наиболее типичные последствия неликвидируемых осложнений:

• осыпи и обвалы могут стать причиной прихвата бурильной колонны с потерей циркуляции;

• вскрытие зоны поглощения бурового раствора может вызвать ГНВП из-за снижения давления в стволе скважины, а также инициировать процессы обвалообразования;

• самопроизвольное искривление скважин может привести к непроходимости или заклинке бурильных и обсадных колонн в местах резкого изменения направления оси скважины, образованию желобной выработки;

• большое давление в кольцевом пространстве при глушении ГНВП может вызвать гидроразрыв пород в открытом стволе скважины, что в дальнейшем приведет к поглощению промывочной жидкости.

Говоря о современном состоянии дел в области предупреждения и ликвидации осложнений, можно утверждать о подробной изученности этого явления в литературе и проработанных методиках работы на практике. Основными работами в данной области можно считать труды Басарыгина Ю.М., Булатова А.И., Овчинникова В.П., Аникиева К.А., Маркова О.А., Предеина А.П. Зарубежный опыт рассмотрен по работам Гоинс У.К., Шеффилд Р., Бернар Лопес, Жан Бом, Дидье Бриган, Кемп Г.

Однако стоит отметить, что методики предупреждения являются типовыми и основы разработаны еще в 60-е, 70-е годы прошлого века.

Далее в общих чертах будет дана характеристика каждому типу осложнений.

1.2. Поглощение буровых и тампонажных растворов при бурении и креплении скважин

Поглощение буровых и тампонажных растворов при бурении и креплении скважин является одним из наиболее распространенных и сложных видов осложнений, требующих больших затрат средств и времени на их ликвидацию.

Существует несколько вариантов определения термина «поглощение»:

1. поглощением называется уход бурового или тампонажного раствора в пласт, превышающий естественную убыль раствора в скважине;
2. поглощение представляет собой нарушение равновесия между давлением жидкости в скважине на пласт и пластовым давлением в проницаемой породе (коллекторе), приводящее к движению технологической жидкости в пласт при;
3. поглощение буровых и тампонажных растворов при проводке скважины — это осложнение, происходящее из-за превышения давления в скважине над пластовым и наличия открытых и сообщающихся каналов в пласте;

4. следствием поглощения является полная и частичная потеря циркуляции промывочной жидкости и тампонажного раствора в процессе бурения, промывки или крепления скважины.

Поглощение происходит только в том случае, если гидростатическое давление в скважине или сумма гидростатического, или гидродинамического давления в скважине превысит то предельное значение давления, при котором пласт начинает принимать буровой или тампонажный раствор. Это может произойти при выполнении различных технологических операций: восстановлении циркуляции, проработке ствола скважины, бурении, креплении. Причиной поглощения может также стать превышение плотности раствора над расчетной.

1.2.1. Факторы, влияющие на появление поглощений промывочной жидкости

Геологические факторы – тип поглощающего пласта, его мощность и глубина залегания, склонность пород к гидравлическому разрыву, величина пластового давления, характеристики пластового флюида (плотность, температура, степень минерализации), а также наличие других сопутствующих осложнений (осыпи, обвалы, нефтегазопроявления, перетоки пластовых вод). Геологические факторы охватывают все геологические и гидрогеологические особенности условий, определяющие интенсивность фильтрации промывочной жидкости в пласт

Технологические причины поглощений промывочной жидкости связаны с правильностью выбора конструкции скважины, выбором параметров промывочной жидкости, способа бурения, частоты вращения бурового инструмента в скважине, соотношения диаметров долота, забойного двигателя и других элементов бурильной колонны, изменения перепада давления на пласт.

Гидростатическое давление определяется весом столба промывочной жидкости. Гидродинамическое давление зависит от выполняемой технологической операции:

- при циркуляции промывочной жидкости;
- при пуске бурового насоса;
- при спуско-подъемных операциях.

Рост гидродинамического давления может оказаться особенно опасным (вызывающим поглощение), если гидростатическое давление близко к пластовому. Из практики бурения скважин на нефть и газ известно, что для начала поглощения промывочной жидкости иногда достаточно развития репрессии на пласт, равной $3,6 \cdot 10^{-3}$ Па [15]. Поглощение промывочной жидкости может обуславливаться и гидроразрывом пласта, т.е. искусственным формированием каналов ухода (трещин) в первоначально монолитных породах или раскрытием ранее имевшихся трещин.

1.2.2. Признаки поглощения

Признаки поглощения бурового и тампонажного растворов можно подразделить на прямые и косвенные. При поглощении расход жидкости на выходе из скважины меньше, чем на входе, уровень жидкости в приемных емкостях уменьшается. Однако эти прямые признаки поглощения могут четко не проявиться, если в скважине одновременно с поглощением происходит проявление.

При разбуривании интервалов поглощения возможны провалы инструмента и увеличение механической скорости бурения, ухудшение выноса шлама, его локальные скопления в стволе скважины с последующими заклиниваниями и зависаниями инструмента в местах скопления шлама. Это все косвенные признаки поглощения. Косвенными признаками межпластовых перетоков могут служить изменения плотности бурового раствора и его свойств, состава ионов.

В крупнотрещиноватом коллекторе возможно поглощение тампонажного раствора вместе с твердой фазой. Признаком такого гидродинамического взаимодействия может служить уменьшение давления при продавке цементного раствора.

При поглощении буровой раствор перенасыщается шламом. На забое образуется осадок шлама, а также локальные скопления его в стволе скважины выше забоя, что способствует сальникообразованию, затяжкам и прихватам инструмента. Вследствие снижения противодавления возможно развитие осыпей и обвалов стенок скважины, газо-, водо-, нефтепроявлений. При этом увеличивается расход раствора, материалов, химических реагентов, снижается скорость бурения.

При неизолированном поглощающем пласте значительно затрудняется достижение заданной высоты подъема цементного раствора, увеличивается его расход. Борьба с поглощением связана с расходом времени, средств, материалов, обсадных труб и в конечном итоге приводит к увеличению сроков сооружения скважины и повышению ее стоимости.

Для разработки мероприятий по предупреждению поглощений буровых и тампонажных растворов, а также изоляции поглощающих горизонтов, или по уменьшению степени интенсивности поглощения необходимо знать следующие характеристики поглощающих объектов:

- границы (мощность зоны поглощения);
- пластовое давление, интенсивность поглощений;
- взаимодействие пластов – межпластовые перетоки;
- тип коллектора, размер и форму поглощающих каналов;
- местоположение изменения диаметра ствола скважины (сужения, каверны);
- возможность других осложнений, их интервалы (обвалы, проявления);
- давление гидроразрыва пород;
- тип и свойства флюида, содержащегося в каналах поглощения.

Изучение зон поглощений проводится с помощью специальных исследований в скважине, выполняемых буровым предприятием на имеющихся на буровой установке приборах. Это оперативный вид контроля.

При этом определяются:

- параметры промывочной жидкости;
- положение статического и динамического уровней;
- объем промывочной жидкости в циркуляционной системе;
- скорость восходящего потока промывочной жидкости;
- количество промывочной жидкости, входящей и выходящей из скважины;
- изменение давления на насосах;
- содержание газа в буровом растворе (газопозаказания);
- контроль процесса углубления скважины.

Кроме оперативного вида контроля применяют специальные виды исследования – промыслово-геофизические и гидродинамические.

1.2.3. Предупреждение поглощений

Опыт бурения глубоких скважин показывает, что в большинстве случаев поглощение легче и дешевле предупредить, чем ликвидировать. Различные геолого-технические условия в каждом нефтегазоносном районе обязывают изыскивать действенные способы предупреждения поглощений. Все они связаны с регулированием давления, действующего на стенки скважин при выполнении в ней различных технологических операций, а также с уменьшением проницаемости приствольной зоны скважины в интервалах поглощающего горизонта. Это осуществляется выполнением комплекса взаимосвязанных мероприятий:

- контролем гидростатического давления в скважине и его корректировки путем регулирования параметров промывочной жидкости в пределах, предусмотренных проектом на строительство скважины;

- контролем и корректировкой значений гидродинамического давления в скважине путем изменения параметров технологических операций;
- кольматацией и закупоркой пристволенной зоны пластов;
- регулированием реологических и тиксотропных свойств промывочной жидкости;
- вводом наполнителей.

1.2.4. Рекомендации по технологии бурения при вскрытии и прохождении поглощающих горизонтов

1. Вскрытие и прохождение потенциально поглощающего горизонта проводить с постоянным контролем свойств бурового раствора.

2. При вводе наполнителя циркуляция бурового раствора должна осуществляться, минуя вибросита и другие очистные устройства.

3. При роторном способе бурения до вскрытия проницаемого интервала и в процессе его прохождения установить производительность буровых насосов до 8–13 л/с, а число оборотов ротора до 60 мин⁻¹.

4. При спуске бурильной колонны производить промежуточные промывки через 200–500 м, начиная с башмака предыдущей обсадной колонны.

5. За 100 м до подхода к кровле поглощающего горизонта ограничить скорость спуска бурильной колонны до 0,5 м/с.

6. Вызов циркуляции при промежуточных промывках и на забое необходимо производить плавно с одновременным расхаживанием колонны бурильных труб и ее медленным вращением для разрушения структуры раствора.

7. Если при бурении отмечено частичное поглощение бурового раствора, необходимо увеличить концентрацию наполнителей в нем и снизить производительность буровых насосов.

8. При вскрытии зоны полного поглощения необходимо по возможности снизить производительность насосов и вести углубление скважины, контролируя наличие бурового раствора в приемных емкостях. Рекомендуется

также постоянно вращать бурильную колонну с периодическим отрывом ее от забоя и расхаживанием. Если циркуляция к концу рейса не восстановилась, то необходимо до следующего рейса ввести в буровой раствор гранулированный наполнитель с более крупными размерами частиц по сравнению с применявшимися в предыдущем рейсе, оставив неизменными волокнистые и чешуйчато-пластинчатые типы наполнителей.

9. Для оценки эффективности закупоривания каналов поглощения бурового раствора с применяемыми типами наполнителей следует периодически определять положение динамического и статического уровней. Если происходит постоянное повышение уровней, бурение следует вести с выбранными типами наполнителей. При неизменном положении уровней необходимо увеличить фракционный состав наполнителей или приступить к другим способам изоляционных работ.

10. Очистку бурового раствора от наполнителей можно начинать только после полного восстановления циркуляции и углубления скважины не менее чем на 50 м ниже подошвы поглощающего горизонта. Одновременно следует увеличивать производительность буровых насосов до установленной техническим проектом.

1.3.Осложнения, связанные с нарушением устойчивости стенки скважины

Проводка ствола скважины в массиве горных пород существенно нарушает поле напряжений в ее окрестностях и концентрацию напряжений на ее стенках. При углублении скважины ствол ее заполняется промывочной жидкостью, плотность которой значительно ниже плотности горных пород. Присутствие на контакте с горной породой инородной среды (промывочной жидкости) вызывает следующие физико-химические процессы на границе раздела сред:

- поверхностную гидратацию;
- осмотические явления (односторонний переток);

- растворение горной породы;
- набухание горной породы;
- капиллярный переток.

В некоторых видах горных пород эти процессы и явления при определенных условиях могут воздействовать на их агрегатное состояние, силы внутреннего сцепления и в итоге существенно изменяют свойства горных пород в окрестностях ствола скважины по сравнению с первоначальными в естественном залегании. На открытой поверхности стенки скважины проявляется действие бокового распора, которое не компенсируется силами гидростатического давления. Это вызывает деформацию горных пород в окрестностях ствола и может приводить к их разрушению.

Уменьшению прочности горных пород также способствуют усталостные явления, которые развиваются под воздействием гидродинамических ударов и изменения давления в стволе при СПО.

При циркуляции промывочной жидкости по стволу скважины и ее прекращении нарушается температурный режим горных пород, что приводит к появлению дополнительных напряжений.

Имеющийся опыт бурения позволяет выделить основные виды нарушения целостности стенок скважины [10]. К ним относятся:

- раскрытие естественных и образование новых трещин;
- образование каверн;
- образование желобов;
- осыпание стенок скважины;
- обвалообразование;
- вытекание пород, склонных к пластическому течению в определенных условиях;
- сужение ствола в результате набухания горных пород или их пластического течения.

Отмечается еще ряд причин нарушения устойчивости стенок скважины:

- механическое разрушение стенки скважины при многократном контакте с бурильной колонной;
- низкие прочностные свойства горных пород вследствие дефектности структуры и перемятости;
- высокие скорости циркуляции промывочной жидкости, ускоряющие эрозию пород.

1.3.1. Осыпи и обвалы горных пород

Осыпи – медленно текущий процесс разрушения стенок скважины. В процессе бурения могут обнаруживать себя только с ростом плотности и вязкости бурового раствора из-за повышения содержания твердой фазы.

Обвалы – быстротекущий процесс разрушения стенок скважины. В ствол скважины в течение короткого промежутка времени попадает большая масса горной породы. При обвалообразовании могут произойти:

- скачки давления на буровых насосах;
- затяжки и посадки при движении бурильной колонны;
- недохождение долота до забоя после его замены или наращивания;
- прихват бурильной колонны осевшим шламом при недостаточной интенсивности промывки скважины или остановке циркуляции;
- полное перекрытие кольцевого пространства;
- кавернообразование.

Осыпи и обвалы происходят при бурении уплотненных глин, глинистых сланцев и аргиллитов. На процессы разрушения стенок скважины значительно влияют геологические факторы: большие углы падения пластов, пористость, трещиноватость, газо- и водонасыщенность пород. Геологические факторы не поддаются регулированию, хотя их надо учитывать при определении причин каверно- и обвалообразования и разработке методов предупреждения и борьбы с этими осложнениями.

К одной из основных причин обвалов, осыпей относят набухание и размокание глинистых пород [11].

В процессе циркуляции происходит увлажнение горной породы буровым раствором или его фильтратом. В результате увлажнения снижается прочность уплотненной глины, аргиллита или глинистого сланца. Проникновение свободной воды, которая содержится в больших количествах в растворах, приводит к набуханию и размоканию глинистых пород. При этом скорость распада глин обуславливается величинами степени гидратации глинистых частиц и скорости гидратации массы глин, которая почти равнозначна скорости диффузии воды.

Одним из серьезных последствий осыпей и обвалов является образование каверн в стволе скважины.

Каверна – участок ствола скважины, имеющий диаметр, превышающий номинальный диаметр ствола скважины на определенном интервале. Наличие каверн в стволе скважины значительно осложняет процесс строительства скважины по следующим причинам:

- затрудняется вынос выбуренной породы на дневную поверхность, так как в интервале каверны падает скорость восходящего потока бурового раствора;
- возможен слом бурильного инструмента при попадании в каверну наклонно направленного ствола скважины;
- большая кавернозность ствола скважины затрудняет точное определение объема кольцевого пространства и требует повышенного расхода тампонажного раствора;
- значительная по размерам каверна 35–50 см диаметром может стать местом хранения посторонних предметов, упавших сверху или пришедших с забоя скважины, с последующим их выпадением в открытый ствол и заклинкой бурильной или обсадной колонны;

- при креплении обсадных колонн в интервале каверн не происходит полного замещения бурового раствора тампонажным раствором, что значительно снижает качество цементного камня, а в некоторых случаях приводит к его полному отсутствию.

1.3.2. Мероприятия по повышению устойчивости стенки скважины

При бурении в неустойчивых породах и пластичных глинах целесообразно применять ингибированные буровые растворы. Растворы этого типа снижают интенсивность перехода выбуренной породы в глинистый раствор и повышают устойчивость стенки скважины. В состав раствора входит неорганический электролит или полиэлектролит. Уменьшение размокаемости и диспергирования выбуренных частиц горной породы происходит за счет [12]:

- ввода в суспензию электролита;
- добавки солей поливалентных металлов, переводящих растворы в гидроокиси;
- обработки высокопрочными соединениями, увеличивающими глиноёмкость буровых растворов;
- использование модифицированных сульфатов;
- обработки раствора полимерными соединениями. Все буровые растворы ограничено термостойки, и чем выше коллоидность разбурываемых пород, тем ниже термостойкость раствора. Надо учитывать, что химические фрагменты-стабилизаторы в высокощелочной среде работают хуже.

1.3.3. Профилактические мероприятия по предупреждению набухания горных пород

Явление набухания происходит при разбурывании уплотненных глин. Набуханием называется приращение объема частиц диспергированных материалов. Набухание – процесс поглощения дисперсной среды дисперсной фазой, сопровождаемый увеличением объема последней. Увеличение объема глинистых минералов и пород при набухании обусловлено процессами

мономолекулярного адсорбционного слоя, протекающего с выделением теплоты. Набухание также сопровождается развитием давления, называемого давлением набухания или расклинивающим давлением. Знание механизма набухания имеет большое практическое значение. С набуханием глины тесно связаны процессы приготовления глинистых промывочных суспензий, сохранение номинального диаметра ствола скважины, вскрытие и освоение продуктивных коллекторов, имеющих глинистые включения [13].

Основными мерами предупреждения набухания являются [14]:

- бурение в интервале возможных суспензий с промывкой утяжеленными растворами, в фильтрате которых содержатся химические вещества, способствующие увеличению предельного напряжения сдвига и уменьшению структурно-адсорбционных деформаций;
- организация работ, обеспечивающая высокие скорости бурения;
- после приготовления бурового раствора, отвечающего требованиям, указанным выше, следует заполнить им скважину и выждать некоторое время, необходимое для протекания физикохимических процессов, уплотняющих стенку скважины. Это нужно делать потому, что процесс бурения связан с резкими колебаниями давления при СПО;
- поддержание максимально допустимой плотности бурового раствора;
- недопущение значительных колебаний плотности бурового раствора.

1.3.4. Желобообразование

Желобообразование – процесс одностороннего изнашивания, разрушения стенки скважины. Таким образом, желоб – это вертикальная выработка необсаженного, невертикального интервала ствола скважины. Изнашивание и разрушение стенки скважины происходит от многократного контакта ее с бурильной колонной при спускоподъемных и технологических

операциях. При этом образуется выработка особой формы – в виде замочной скважины (желобообразного овала) [16]. Сечение выработки соответствует диаметру бурильных замков, т.е. она существенно меньше диаметра скважины, а глубина выработки зависит от прочности горных пород, интенсивности искривления, частоты и длительности контакта бурильной колонны со стенкой скважины, а также прижимающего усилия. В зависимости от условий желобная выработка может формироваться на стороне как лежачего, так и висячего бока скважины. Наиболее интенсивно процесс желобообразования идет на участках резкого изменения направления оси ствола скважины (особенно зенитного угла).

Геологические причины желобообразования:

- наличие в разрезе пород осадочного комплекса (аргиллит, глины, мергели, сланцы, алевролиты, а также отложения солей). Отмечается, что глубина желоба в глинах и глиносодержащих породах, как правило, больше, чем в песчаниках и алевролитах. Процесс желобообразования не зависит от глубины скважины;
- наличие в стволе скважины кавернозных участков при чередовании с участками с номинальными диаметрами ускоряет процесс желобообразования, так как в этом случае соединительные элементы бурильных труб при движении более интенсивно срезают породу на участках между кавернами. Рост желоба может происходить до тех пор, пока глубина его не достигнет глубины каверны. После этого темп роста желоба снижается [15].

Технологические причины желобообразования:

- большая интенсивность искривления ствола скважины. Исследованиями установлено, что при темпе роста кривизны более $0,6^\circ$ на 10 м, процесс желобообразования происходит практически во всех породах, кроме скальных;
- применение буровых растворов с высокой водоотдачей и низкими ингибирующими свойствами;

- вибрация колонны бурильных труб;
- большое число СПО.

К организационным причинам образования желобов относят проектирование заложения искривленных участков ствола скважины в породах, склонных к кавернообразованию. Развитие желобов в стволе скважины весьма опасно в связи с возможностью возникновения следующих видов осложнений:

- затяжек, посадок, заклинивания, прихвата бурильной и обсадной колонн;
- повышенного загрязнения ствола скважины шламом разбуренных пород из-за ухудшения условий его выноса из скважины, накопления шлама в застойных зонах;
- ошибок при креплении скважины, вызванных неправильной оценкой объема ствола скважины;
- некачественного крепления участка ствола скважины в интервале желобов по причине неполного замещения (вытеснения) бурового раствора тампонажным раствором.

Косвенным признаком развития осложнений данного типа может служить изменение нагрузки на крюке (рост ее при затяжках и снижение при движении бурильной колонны к забою), а также повышение момента при вращении бурильной колонны.

1.4. Прихваты бурильных и обсадных колонн

Нет единого мнения, куда относить прихваты – к аварии или к осложнению.

Прихват – потеря подвижности колонны бурильных или обсадных труб, скважинных приборов и оборудования, которая не восстанавливается даже при приложении максимально допустимых нагрузок (в пределах упругих деформаций материала труб).

Прихват – наиболее распространенный и серьезный вид осложнения при проводке скважины. Ликвидация прихвата в некоторых случаях требует значительных затрат времени и средств.

Факторы, способствующие возникновению прихватов:

- разность между гидростатическим давлением и давлением в проницаемом интервале, вызывающая фильтрацию бурового раствора в проницаемые породы, а также прижимающая колонну труб к стенке скважины;
- длительность времени контакта колонны труб со стенками скважины;
- величина площади контакта неподвижной колонны труб со стенками скважины;
- толщина и липкость фильтрационной корки на стенке скважины;
- величина прижимающего усилия от нормальной составляющей веса колонны труб.

Признаками развития прихвата являются:

- посадки, затяжки колонн;
- увеличение крутящего момента на вращение бурильной колонны.

При этих признаках, как правило, сохраняется нормальная циркуляция бурового раствора

Способы предупреждения дифференциального прихвата колонны бурильных и обсадных труб:

- поддержание параметров бурового раствора согласно проекту (плотность, показатель фильтрации, содержание твердой фазы);
- по возможности исключить оставление без движения бурильных колонн в открытом стволе в прихватопасных интервалах;
- установить периодичность отрыва долота от забоя и периодичность проворота БК при бурении забойными двигателями;

- при проектировании профиля наклонно направленных скважин закладываются минимально возможные темпы набора и падения зенитного угла и изменения азимута.

Для уменьшения площади контакта БК со стенками скважины в компоновку рекомендуется вводить следующие элементы:

- УБТ с профильным поперечным сечением: квадратные, спиральные, с центрирующими втулками, со смещенными гранями;
- переводники-центраторы, центрирующие опоры;
- проницаемые интервалы, склонные к образованию толстых фильтрационных корок, периодически прорабатывать, при необходимости кольматировать;
- снижать липкость глинистой корки путем ввода нефти или смазывающих добавок (графит).

Прихваты вследствие заклинивания БК, ОК в суженной части ствола скважины.

Механизм прихвата:

Новое полноразмерное долото при спуске инструмента в скважину заклинивает в стволе меньшего диаметра.

Причины:

- бурение твердых абразивных пород долотами с изношенным диаметром;
- в интервалах отбора керна используются бурильные головки меньшего диаметра.

Меры предупреждения:

- контролировать износ долот и стабилизаторов;
- следует допускать новое долото с проработкой интервала сужения;
- уменьшать скорость спуска колонны в призабойной зоне.

Причины возникновения сужения ствола скважины:

- потеря диаметра долота и калибрующих элементов БК;

- вытекание пластичных пород в ствол скважины;
- быстрое увеличение толщины фильтрационной корки;
- набухание приствольного слоя пород.

Признаки сужения ствола скважины:

- посадки и затяжки при СПО;
- рост давления промывки;
- недохождение долота до забоя.

Предупреждение прихватов вследствие заклинивания БК, ОК в суженной части ствола скважины:

- фиксировать интервалы затяжек и посадок, ограничивая в них скорость СПО;
- своевременно прорабатывать эти интервалы (до следующего наращивания);
- контролировать диаметр отработанного долота, калибраторов, центраторов;
- ограничивать скорость спуска компоновок, отличающихся от ранее применяемых;
- вход долота в призабойную зону производить с вращением;
- тщательно промывать призабойную зону;
- при спуске долота для сплошного бурения интервал бурения колонковым долотом необходимо расширить

1.5. Газонефтеводопроявления

Газонефтеводопроявления (ГНВП), иногда переходящие в открытые фонтаны, являются в настоящее время самыми тяжелыми авариями при бурении скважин. Открытые фонтаны имеют множество неприятных последствий:

- выход из строя бурового оборудования и инструмента, разрушение обсадных колонн;

- непроизводительные трудовые и материальные затраты;
- загрязнение окружающей среды (разливы нефти, флюидов, воды);
- перетоки внутри скважины, приводящие к истощению месторождений; теряется огромное количество нефти и газа, выбрасываемое фонтанирующими скважинами;
- травмы и гибель людей.

ГНВП при бурении, креплении и освоении скважин – это неорганизованное поступление относительно небольших количеств нефти и газа в скважину и на поверхность, не представляющее на первых порах непосредственного препятствия для выполнения основных технологических операций. Предотвращение и ликвидация возникших нефтегазопроявлений являются, по существу, нормальными технологическими процессами в практике разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений. Хотя нефтегазопроявления чреваты опасными последствиями, тем не менее, полагаясь на возросший научно-технический уровень буровых работ и профессиональную подготовку кадров буровых и нефтегазодобывающих предприятий, нефтегазопроявления можно считать не авариями, а осложнениями технологического цикла бурения скважин.

Открытые и газовые фонтаны представляют большую опасность для промышленных и социальных объектов, расположенных в районе фонтанирующей скважины. Особенно тяжелый и опасный характер приобретает аварийное фонтанирование скважин, когда оно сопровождается пожарами и образованием грифонов. Для более полного понимания рассматриваемого материала уточним наиболее часто встречающиеся понятия:

Флюид – любой вид продукта (газ, нефть, вода или их сочетания), находящийся в пласте.

Пластовое давление – давление, под которым находится флюид в пласте (МПа).

Градиент пластового давления – отношение пластового давления к глубине залегания пласта, т.е. изменение величины пластового давления на каждый метр глубины скважины (МПа/м).

Давление начала поглощения пласта – давление, при котором в пласт при небольшой подаче насоса (до 3 л/с) можно закачать неограниченное количество воды или промывочной жидкости.

При большей подаче насоса произойдет гидроразрыв пласта, т.е. в пласте возникнут трещины, которые в дальнейшем не сомкнутся.

Градиент поглощения пород – отношение давления начала поглощения пластом к глубине его залегания (МПа/м).

Эквивалентная плотность промывочной жидкости – плотность промывочной жидкости, при которой начинается ее поглощение в пласт в статическом состоянии (кг/м³).

Перелив – излив жидкости через устье скважины при отсутствии подачи бурового раствора в скважину.

Выброс – кратковременное, интенсивное вытеснение из скважины порций жидкости энергией расширяющегося газа.

Аварийный фонтан – это неконтролируемое поступление нефти и газа на поверхность по стволу скважины, препятствующее проведению бурения и связанное с разрушением элементов оборудования в конструкции скважины. Зачастую аварийные фонтаны осложняются взрывами, пожарами, грифонами и т.д. В зависимости от геолого-технических и организационных условий степень сложности аварийных фонтанов бывает различной.

Грифоны представляют собой связанные с проводкой скважины газо-, нефте- и водопроявления за пределами устья.

Межколонными проявлениями называются переливы, выбросы и фонтаны через кольцевое пространство между обсадными колоннами. Заколонные проявления относятся к проявлениям за обсадной колонной, кондуктором, направлением в пределах устья.

Все эти проявления наблюдаются визуально. Лишь при очень рыхлых грунтах, выходах трещин непосредственно на земную поверхность, невысоких значениях давления возможны необнаруживаемые скопления газа.

Грифоны образуются вследствие движения вверх газа, нефти или воды из пластов с относительно высоким давлением по естественным трещинам в зоне тектонических нарушений, пересекаемых скважиной в процессе бурения или расположенных вблизи от ствола. Межколонные проявления и иногда грифоны образуются при поступлении флюида из нижних высоконапорных пластов в верхние по заколонному пространству, не изолированному цементным раствором в данной или в других скважинах этого месторождения.

Такие осложнения нередки при проводке и креплении скважин в многолетнемерзлых породах, так как теплый буровой раствор и выделяющееся при гидратации, схватывании и твердении цементного раствора тепло способствуют таянию льда, поэтому за обсадной колонной в горных породах образуются каналы, заполненные водой. Наблюдались случаи (месторождение Пунга) насыщения верхнего (600 м) водоносного горизонта газом из нижнего (1200 м). В последующем неожиданно возникли газопроявления большой мощности из верхнего пласта.

Другими причинами заколонных и межколонных проявлений могут быть: проникновение за колонну газа через неплотности в резьбовых соединениях обсадных труб; поступление флюидов из одних горизонтов в другие в процессе проводки скважины и особенно при перерывах в бурении, резких колебаниях давления при промывке, спуске и подъеме инструмента.

Как отмечалось выше, такие проявления могут возникнуть или усилиться при очень больших значениях противодействия в скважине, избыточном утяжелении раствора, восстановлении циркуляции при обвалообразованиях, опрессовках, вызывающих разрыв, расслоение пластов в зонах трещинообразований и залегания непрочных, неустойчивых горных пород.

Грифоны и межколонные проявления более опасны, и ликвидация их более трудоемка, чем проявления той же интенсивности через устье, так как воздействовать на них можно лишь косвенно, через бурящиеся или ранее пробуренные скважины. Кроме того, грифоны могут возникнуть вокруг других промышленных объектов и жилья.

Выводы по литературному обзору

Таким образом, на основании вышеизложенного можно сделать вывод о том, что в настоящее время проведен достаточно обширный объем накопленного опыта и проведенных исследований, связанных с предупреждением осложнений в процессе бурения, все они основаны на соблюдении плана работ, раннем обнаружении по имеющимся данным, признакам, своевременном принятии мер по минимизации и устранению.

На основании этого накопленного опыта, продолжаются дальнейшие разработки и исследования, которые на данный момент не имеют отражения в литературе и методиках по предупреждению осложнений.

Необходим детальный поиск, анализ и систематизация современных наработок в данной области.

2. Технические, технологические и организационные способы предупреждения осложнений.

Оборудование, технологии и организационные мероприятия будут рассмотрены без деления по типу осложнения, так как многие средства предупреждения возможно применять для нескольких типов осложнений. При рассмотрении данные моменты будут отмечены.

2.1. Технические способы предупреждения

2.1.1. Кольматационное оборудование

В последние годы были разработаны усовершенствованные конструкции кольматоров (рисунки 1а, 1б, 1в) в соответствии с изобретением [5]. Машиностроительная промышленность взялась, наконец, за изготовление вихревых патрубков из твердых сплавов. Изменение конструкции и материала патрубков позволило поднять их ресурс эксплуатации более чем на порядок. В полых корпусах устройств выполнены боковые сквозные радиальные отверстия, в которых установлены сменные твердосплавные вихревые кавитационно-волновые патрубки, в которых образованы вихревые камеры с одним или двумя тангенциальными отверстиями (рисунок 2).



Рисунок 1. а) кольматор-переводник типа УОК; б) кольматор-калибратор типа УККП; в) кольматор-калибратор типа УККС.

На обоих выходах радиально ориентированного к стенке ствола скважины вихревого патрубка вращающиеся в его камере завихрения потоки

кольматационного раствора преобразуются в веерообразные конические, касательно направленные к стенке ствола потоки, что способствует очистке зоны кольматации от толстой фильтрационной корки. Очищенная поверхность ствола в волновом поле закупоривается активированной дисперсной фазой бурового раствора при многоцикловом воздействии на каждый участок стенки кольматируемой породы при высокооборотном вращении кольматационного устройства.

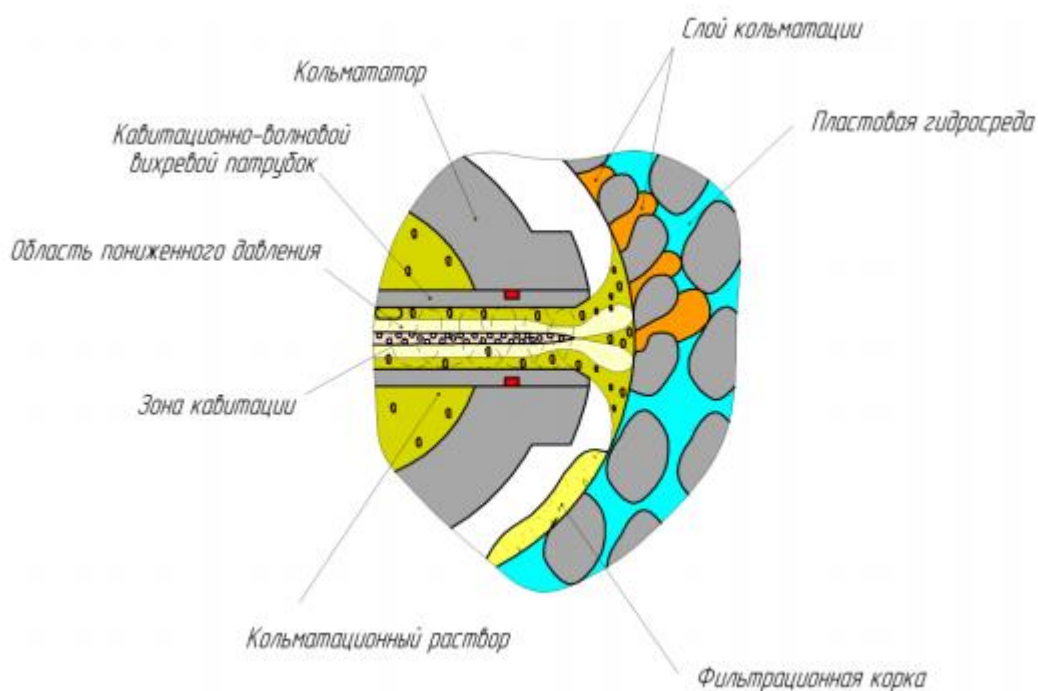


Рисунок 2. Схема функционирования кавитационно-волнового кольматора

Кольмататоры-калибраторы, кроме того, своими калибрующими ребрами надежно удаляют любую фильтрационную корку, препятствующую процессу кольматации, со стенки ствола. Поэтому их применение более эффективно по сравнению с кольмататором-переводником. Но, по мнению автора, наиболее перспективным кольматационным устройством является кольмататор-долото [5], в корпусе которого в сквозном радиальном отверстии установлен вихревой кавитационно-волновой патрубок (рисунок 3). Устройство имеет все преимущества кольмататора-калибратора, но у него есть еще два важных положительных качества. Кольматационный патрубок предельно приближен к забою, что способствует скоростной кольматации новой

образуемой поверхности ствола на забое. Кавитационно-волновой промывочный узел также участвует в процессе создания слоя кольматации.

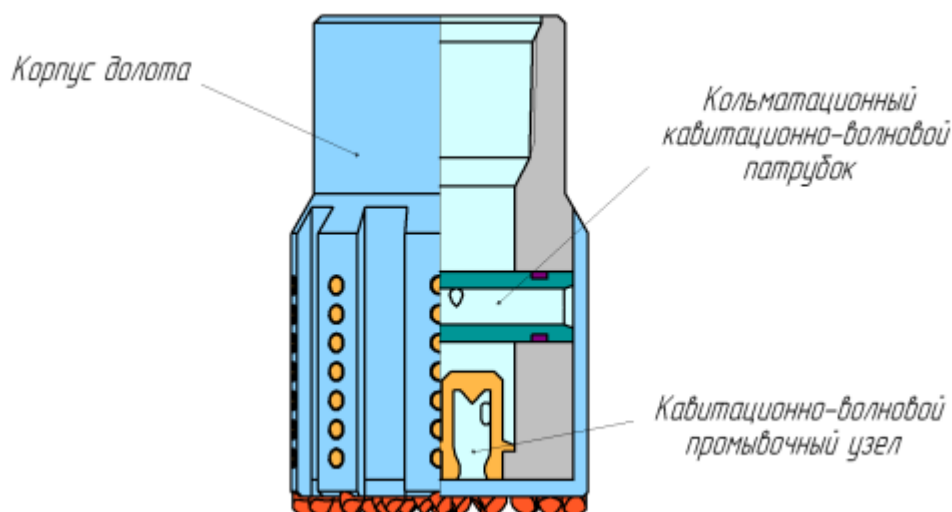


Рисунок 3. Кольмататор-долото

Проведенные промысловые испытания в разных регионах страны, позволили:

- предотвратить или снизить поглощения буровых растворов;
- избежать или уменьшить интенсивность нефтегазовых проявлений;
- предупредить появление или прекратить обвалы горной породы и прихваты бурового инструмента;
- уменьшить зону загрязнения фильтратом и твердой фазой буровых и цементных растворов продуктивных пластов и повысить дебит скважин.

2.1.2. Циркуляционные переводники

2.1.2.1. Переводник компании NOV (National Oilwell Varco) MOCS

На текущий момент существует функциональные и универсальные циркуляционные переводники. Один из таких переводник компании NOV (National Oilwell Varco) MOCS. Принцип работы которого предполагает первичную активацию клапана при помощи шара и дальнейшее неограниченное число активаций/деактиваций переводника во время бурения путем запуска бурового насоса. После посадки шара и увеличения расхода

индексный механизм движется вниз, открывая отверстия в затруб. Шар перекрывает поток жидкости в инструмент. После отключения насосов, индексный механизм возвращается в нейтральное положение. После перехода в небайпасный режим, когда жар находится в седле, переводник направляет поток обратно к долоту, возобновляя циркуляцию через КНБК (рисунок 4).

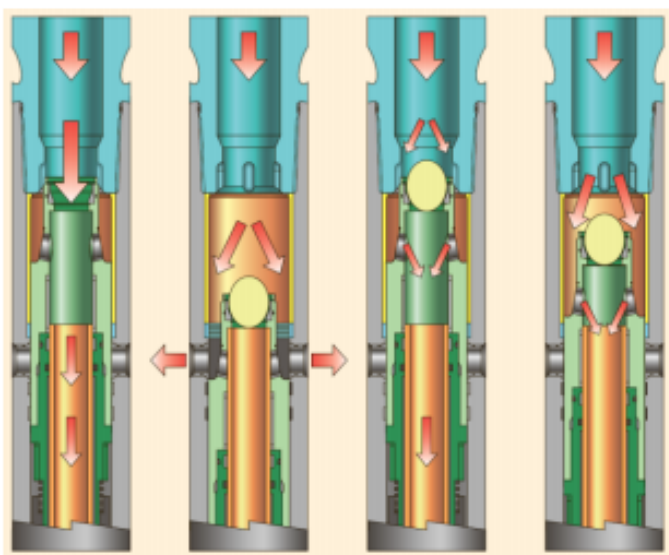


Рисунок 4. Принципиальная схема работы переводника MOCS™

Таким образом, к преимуществам многоразового циркуляционного переводника MOCS™ относятся простота в использовании, отсутствие необходимости сброса нескольких шаров, совместимость с различными внутренними диаметрами элементов КНБК, активация расходом жидкости (буровым раствором) и, как уже было сказано выше, неограниченное число циклов переключения. При этом длительность цикла переключения составляет 60 60 с, а факт переключения в то или иное положение контролируется индексным механизмом и пружиной. При этом стоит отметить ряд особенностей многоразового циркуляционного переводника MOCS™. Во-первых, максимальный размер наполнителя, используемого для ликвидации поглощений буровых растворов, ограничен проходным диаметром циркуляционных портов переводника MOCS™. Во-вторых, в виду особенностей конструкции циркуляционный переводник MOCS™ невозможно зафиксировать в открытом положении при выключенных насосах, то есть

использовать в качестве переливного клапана. В-третьих, снижение фактического расхода бурового раствора ниже расхода активации более чем на 15%, либо отключение буровых насосов приведет к переключению переводника в положение «закрыто». Данные особенности ограничивают диапазон применения оборудования и могут привести к попаданию остатков кольматирующих материалов в инструмент, расположенный ниже переводника MOCS. При этом недостаточная промывка MOCS от остатков кольматационной пачки и оставшийся наполнитель могут привести к блокировке механизма переключения переводника.

2.1.2.2. Циркуляционный переводник JetStream

Компания Weatherford International plc в 2015г. презентовала циркуляционный переводник JetStream, использующий технологию радиочастотной идентификации (рисунок 5).



Рисунок 5. Циркуляционный переводник JetStream

В отличие от большинства циркуляционных переводников на рынке, переводник JetStream управляется с использованием технологии RFID, сокращенно радиочастотной идентификации. Специалисты на местах программируют несколько RFID-меток на поверхности, что позволяет использовать метки по требованию на протяжении всей операции. Когда бурильщику необходимо активировать переводник, метка RFID сбрасывается с поверхности и передает команды на переводник, когда он проходит мимо инструмента. После получения RFID-сигнала, гидравлический насос,

приводимый в действие электродвигателем с батарейным питанием, перемещает гильзу в одно из трех предварительно настроенных положений: открытое, закрытое или уникальное положение с разделенным потоком:

- закрытое положение: порты закрыты, дивертер открыт. Обеспечивает неограниченный, полный сквозной поток во время бурения;

- открытое положение: порты открыты, дивертер закрыт. Перенаправляет флюиды обратно на поверхность с высокоскоростным турбулентным кольцевым потоком для эффективной очистки ствола скважины;

- расположение распределения потока: порты открыты, отклонитель открыт. Одновременно отводится настраиваемый процент потока через ствол скважины и повышается кольцевая скорость, что позволяет очищать шлам во время бурения.

Технология RFID предлагает несколько преимуществ по сравнению с традиционными исполнительными устройствами. При отсутствии громоздких шариков, седел, дротиков и штифтов внутренний диаметр остается на полном диаметре в течение всего процесса бурения. В результате повышается кольцевая скорость и турбулентный поток. Поскольку JetStream не использует скважинную гидравлику для приведения в действие, инструмент эффективен в различных областях, в том числе при бурении с низким расходом и бурением на депрессии.

Переводник JetStream может быть сконфигурирована с возможностью одновременного открытия портов и дивертора для очистки шлама во время бурения. Положение с разделенным потоком особенно полезно при бурении с низким расходом. Многочисленные конфигурации форсунок позволяют определить, как поток распределяется между затрубным пространством и КНБК. Контролируя количество отводимой жидкости, можно регулировать общую площадь потока и увеличивать кольцевую скорость.

Многоразовые циркуляционные переводники могут быть использованы для борьбы с поглощениями, а также для более качественной очистки скважины от шлама, что предупредит возможные прихваты.

2.1.3. Устройство для доставки пенополиуретана в зону поглощения

Для доставки пенополиуретана в зону поглощения разработан закрытый, собираемый на поверхности цилиндрический контейнер с поршнем (рисунок 6).

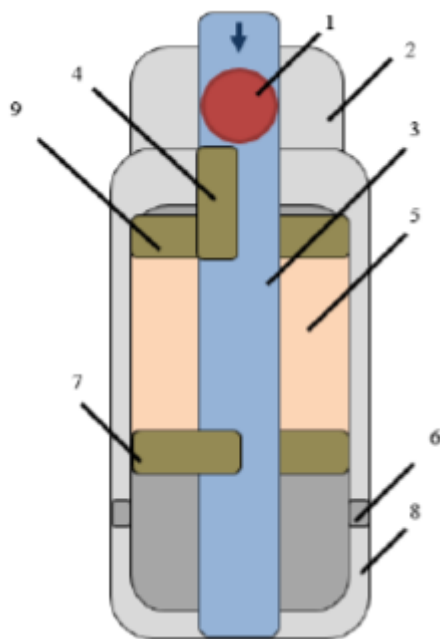


Рисунок 6. Схема устройства механизма для доставки полиуретана в зону поглощения: 1 – шар; 2 – бурильные трубы; 3 – трубное пространство; 4 – посадочное седло; 5 – полиуретан; 6 – циркуляционные отверстия; 7 – шайба; 8 – корпус; 9 – поршень.

Заправка пенополиуретана в контейнер осуществляется на поверхности. В зависимости от интенсивности поглощения выбирается количество, необходимое для изоляции всего интервала поглощения.

После подготовки происходит соединение погружного контейнера с нижней частью колонны бурильных труб, которые будут спускать в скважину. Использование контейнера позволяет производить доставку гидроактивного пенополиуретана непосредственно в зону поглощения, что исключает полимеризацию в трубном пространстве.

Данный метод борьбы с поглощениями позволяет закачивать гидроактивный пенополиуретан в зону поглощения, где с минимальными

сроками полимеризации он будет реагировать с пластовыми водами, тем самым изолируя пласт от скважины и сокращая время до проведения одной СПО. Если даже пенополиуретан не полностью заполнит поровое пространство, то механизм восстановления циркуляции даёт возможность сразу установить цементный мост без проведения дополнительной СПО. Вероятность установки первого цементного моста без повторных установок в этом интервале будет выше, так как пенополиуретан активируется в затрубном пространстве и не даёт цементу проникать глубже в пласт, что сократит время строительства скважины и расход материалов.

2.1.4. Оборудование для локального крепления стенок скважины

Оборудование для локального крепления стенок скважин (ОЛКС) предназначено для перекрытия интервалов катастрофического поглощения промывочной жидкости в открытом стволе при бурении скважин. В состав входят: профильный переключатель (продольно гофрированные трубы) и инструмент для его установки в скважине.

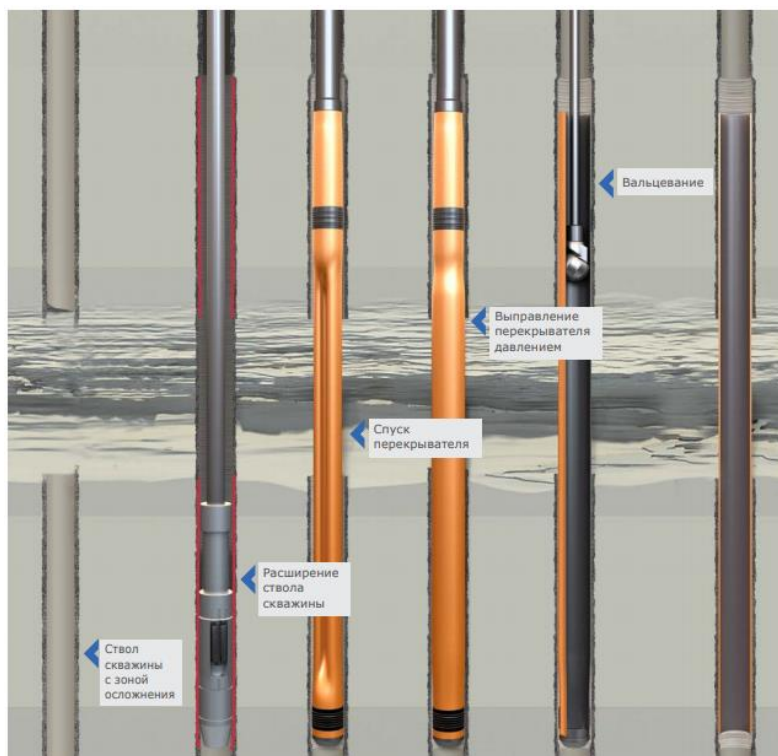


Рисунок 7. Процесс установки профильного переключателя

Технология локального крепления скважин заключается в том, что обсадные трубы диаметром, большим диаметра скважины, профилируют по всей длине и уменьшают в поперечном сечении на величину, позволяющую свободно спустить их в скважину, а в интервале осложнения увеличивают ствол скважины в диаметре раздвижным расширителем до диаметра исходных (непрофилированных) труб. После спуска на бурильных трубах профильной «летучки» в скважину, за счет давления, создаваемого закачкой бурового раствора, профильные трубы выправляют до исходных размеров и плотно прижимают к стенке расширенного участка скважин.

Преимущества:

- решается проблема изоляции зон с интенсивным поглощением бурового раствора;
- исключается применение промежуточных колонн и колонн- «летучек»;
- снижается энергоемкость, материалоемкость и сроки строительства скважин.

2.1.5. Изоляционные пакеры

Поглощения высокой степени интенсивности характеризуются отсутствием циркуляции бурового раствора, снижением статического уровня ниже устья скважины. Борьба с поглощениями данной категории требует особого подхода по причине того, что в этой ситуации, как правило, поглощающий объект представлен пластом с высокоразвитой сетью естественных или искусственных трещин, который характеризуется высокими фильтрационно-емкостными свойствами и низким пластовым давлением. В этом случае закачка сшивающих блок-пачек, либо изоляционная заливка будут неэффективны, если не исключить влияние гидростатического давления вышерасположенного столба бурового раствора, поскольку вероятен сценарий размыва тампонажного раствора в начальный период схватывания смеси. Кроме этого, установка мостов в поглощающих интервалах имеет

существенные риски прихватов заливочных труб вследствие благоприятных условий для ускоренной водоотдачи цементного раствора и потери его подвижности.

Для решения данной задачи оптимальным вариантом является разобщение интервала интенсивного поглощения и вышерасположенного интервала наличия устойчивой циркуляции при помощи изоляционных пакеров.

Вариант использования гидромеханического пакера приемлем для интервалов с прогнозом намыва зоны поглощения блокирующими пачками с вводом инертных наполнителей. В остальных случаях наиболее оптимальным является использование компоновки с разбуриваемым пакером. План-схема для реализации способа представлена на рис 8.

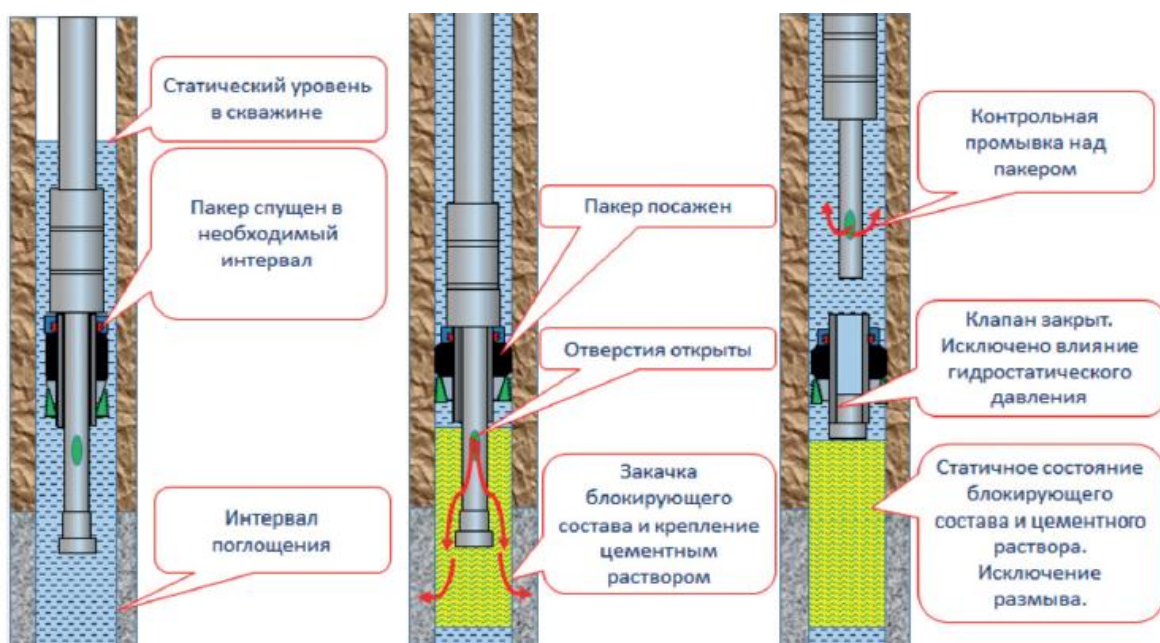


Рисунок 8. План-схема применения пакера

2.1.6. Яссы

Ясс предназначен для ликвидации прихватов в скважинах различного назначения. При работе яса используется энергия, накопленная растянутой или сжатой колонной буровых труб. Во время срабатывания яса происходит осевой удар по месту прихвата. Удары могут быть направлены как снизу вверх, так и сверху вниз.

Бурильные ясы уже почти век успешно применяются в сфере бурения скважин в качестве инструмента борьбы с прихватами бурильных труб. Будучи изначально устройством с ограничениями в применении, сегодня конструкция бурильных ясов позволяет использовать их в том числе для горизонтальных скважин, а также вертикальных скважин со значительным показателем отклонения по вертикали.

2.1.6.1. Крутильные ясы «Shock Turn»

Конструкция крутильных ясов является собственной оригинальной разработкой НПП «БУРИНТЕХ» защищенной российскими и зарубежными патентами.

Почему прихваченное оборудование принято извлекать приложением ударных нагрузок только по оси скважины? Ведь практический жизненный опыт подсказывает, что для извлечения, например, забитого гвоздя лучше его не просто тянуть, а тянуть с одновременным поворотом. Очевидно, что и прихваченное в скважине оборудование легче извлечь, если прикладывать к нему не только ударные нагрузки по оси скважины, но и ударный крутящий момент.

Для решения данной были разработаны крутильные ясы «SHOCK TURN», которые могут воздействовать на прихваченный в скважине объект ударами по часовой стрелке, против часовой стрелки, а также ударами вверх или вниз в разных сочетаниях.

Основными преимуществами крутильных ясов являются:

- высокая энерговооруженность. Сила удара крутильного ясса превышает силу удара обычного ясса в 5...6 раз;
- единственная корпусная резьба (между корпусом и нижним переводником);
- компактность, позволяющая перевозить их на пикапе и доставлять в труднодоступные регионы на вертолете без внешней подвески;

- отсутствие экстремальных нагрузок возникающих при работе ясса на гидроцилиндр, расположенный внутри корпуса;
- возможность быстрого агрегатного ремонта ясса путем замены гидроцилиндра;
- дополнительные функциональные возможности при ликвидации аварий.



Рисунок 9. "Крутильный ясс "Shock Turn"

2.1.7. Вибродемпферы, осцилляторы

2.1.7.1. Вибродемпферы

Разработаны устройства, получившие название – корректоры подачи-демпферы (рис. 10). Корректор подачи-демпфер (КПД) устанавливается над забойным двигателем или телесистемой. В процессе бурения скважины на шпинделе устройства возникает осевая сила подачи, которая обеспечивает оптимальное равномерное нагружение долота осевой нагрузкой и позволяет преодолеть силы трения КНБК о стенку ствола скважины. Достоинством данного устройства является то, что оно при работе не создает дополнительного перепада давления промывочной жидкости и, тем самым, не нагружает избыточным давлением буровые насосы, в отличие от аналогичного

зарубежного оборудования, решающего подобную задачу. В основе принципа работы корректора подачи-демпфера, а именно в создании осевой силы на шпинделе устройства, используется физическое явление, проявляющееся при работе с гидравлическими яссами и известное под термином «насосный эффект» или «открывающая сила насоса»



Рисунок 10. Корректор подачи-демпфер

Позволяет предупреждать прихваты в горизонтальных скважинах.

2.1.7.2. Осциллятор-турбулизатор

В связи со значительной силой трения бурильной колонны о стенки скважины и образования шламовых подушек при бурении горизонтальных скважин, механическая скорость бурения снижается. Для эффективного бурения на горизонтальных участках был сконструирован осциллятор-турбулизатор, который приводит к осцилляции низкочастотных колебаний промывочной жидкости, достигающих забоя скважины, способствующие созданию динамической нагрузки на долото, что приводит к увеличению механической скорости бурения, а также повышает степень выноса выбуренной породы.

Ниже представлена конструктивная схема осциллятора-турбулизатора (рис 11)

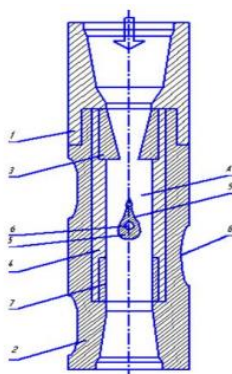


Рисунок 11. Схема осциллятора-турбулизатора

При бурении осциллятор-турбулизатор работает следующим образом: буровой раствор проходит по колонне бурильных труб к скважинному осциллятору-турбулизатору. Через проходной канал струя промывочной жидкости попадает на клапан, закрепленный на оси, который начинает совершать колебательные движения, наклоняясь то одной, то другой стороной к стенкам втулки и создается пульсация промывочной жидкости большей амплитуды. В результате чего в определенные моменты времени проходной канал оказывается перекрытым.

2.1.8. Бурильные трубы с улучшенными гидравлическими характеристиками

Практический опыт применения данных труб показал, что устройства целесообразно применять на участках с большим зенитным углом ствола скважины ($35-65^\circ$) и при значительных образованиях «шламовых подушек». Бурильные трубы устанавливаются на место обычных ТБТ и позволяют снизить крутящий момент и касательные напряжения.



Рисунок 12. Принцип работы усовершенствованной бурильной трубы Hydroclean

Трубы имеют специально выточенные канавки и выступы, которые являются основной особенностью устройств. Угол лопастей обеспечивает

оптимальное взрыхление шлама, а спиральные лопасти поднимают частицы и запускают их в зону высоких скоростей.

2.1.9. Центраторы, стабилизаторы, УБТ с фасонным поперечным сечением

Для предупреждения прихватов рекомендуется применять специальные устройства и инструмент, уменьшающие фактическую площадь поверхности контакта труб со стенками скважины:

- УБТ с фасонным поперечным сечением (квадратные, круглые со спиральными канавками на поверхности, квадратные со смещенными гранями)
- Центраторы
- Стабилизаторы
- Переводники-центраторы

2.1.10. Термокейсы

Термоизолирующие обсадные трубы (термокейсы) применяются в качестве термоизолированной направляющей трубы обсадных колонн скважин в условиях вечной мерзлоты, предотвращают растепление грунтов и обеспечивают устойчивое положение устьев скважин. Применение термокейсов позволяет уменьшить радиус растепления многолетнемерзлых пород (ММП) околоствольного пространства.



Рисунок 13. Термокейс

2.2. Технологические способы предупреждения осложнений

2.2.1. Использование кольматантов, сшиваемых и отвердевающих составов.

2.2.1.1. Использование кольматантов

Органо-минеральная композиция, плотность которой варьируется в диапазоне 1,06-1,50 г/см³. Допускается приготовление состава на рассолах и пластовой воде. Представляет собой состав с мгновенной фильтрацией.

Основной фактор ликвидации катастрофического поглощения: формирование в зоне поглощения плотного экрана — псевдопороды - за счет высокой фильтратоотдачи состава при минимальных перепадах давления.

Применяется для ликвидации катастрофических поглощений бурового раствора, и в качестве кольматирующей пачки перед проведением цементирования обсадных колонн. Рекомендуется использовать для ликвидации поглощений в трещиновато-кавернозных и кавернозных породах, а также при отсутствии роста давления во время закачки крупных кольматантов (более 5 мм).



Рисунок 14. Процесс кольматации

2.2.1.2. Использование сшиваемых составов

Полимерсшиваемый состав, с регулируемым временем схватывания, возможно применение кислоторастворимой формы состава.

До сшивки состав представляет собой подвижную, текучую жидкость. Приготовление возможно, как в блоке приготовления растворов на буровой, так и использованием стандартной цементажной техники. Реологические характеристики состава позволяют вводить кольматанты всех известных типов. После сшивки получается упругий гель, обладающий хорошей адгезией к металлу и горной породе.



Рисунок 15. а – первая часть состава, б – ввод второй части, в – готовый гель-состав

Принцип действия основан на способности состава к гелированию через заданное время после смешивания.

Применяется для ликвидации поглощений низкой и средней интенсивности, глушения скважин. Температурный диапазон применения технологии - от 10 до 70 °С.

2.2.1.3. Использование отвердевающих составов

Компаунд на основе солей, в течение нескольких минут переходит из жидкого состояния в твердое, что блокирует каналы для движения газа, воды или нефти.

Система характеризуется контролируемым быстрым набором прочности, с точностью до минуты. Время загустевания системы зависит только от пластовой температуры в зоне использования. После затвердевания состав легко удаляется из призабойной зоны (легко разбуривается), а также способен полностью растворяться в соляной кислоте (15%-мас.).

В процессе доставки материала по трубному пространству (во время проведения работ по ликвидации поглощения) материал находится в жидком состоянии, и рецептура готовится так, чтобы после выхода из трубного пространства и расчетного заполнения системой зоны ремонта, материал схватывался в течение 2-5 минут.

Механизм процесса закачки аналогичен использованию сшиваемых составов.

2.2.2. Намыв наполнителей

Одним из самых эффективных методов борьбы с поглощениями является введение в буровой раствор разного вида наполнителей, их цель создания тампонов в каналах поглощения, закупоривающим элементом может быть практически любой материал, который состоит из частиц достаточно малого размера, при вводе которого в раствор можно прокачать насосами. Но нужно знать размер пор и подобрать подходящий размер частиц для их закупорки.

Ниже приведены некоторые наполнители:

1. ВОЛ – отходы латексных вулканизированных изделий, при снижении интенсивности и ликвидации поглощения в процессе бурения в средне-трещиноватых проницаемых породах

2. НЛК – низкотемпературная латексная композиция, при ликвидации интенсивных поглощений в процессе бурения и ликвидации водопритоков из пластов продуктивной толщи, в том числе через места нарушения колонн

3. Целлофановая стружка (особенно эффективен в условиях раскрытия каналов ухoda до 3 мм)

4. ВУС – вязкоупругий состав на основе латекса и полиоксиэтилена. Борьба с поглощениями бурового раствора в процессе бурения скважин

5. Кордное волокно – смесь крученых нитей из искусственного волокна и частиц измельченной резины.

6. Разномерная резиновая крошка – дробленая вулканизированная резина -- отходы шинного производства.

8. НДР (дробленая резина) – крупноразмерный наполнитель. Марки по фракционному составу – НДР-10, НДР-15, НДР- 25. Добавка к буровому раствору и смесям для ликвидации высокоинтенсивных поглощений

9. ПУН – пластинчатый упругий наполнитель – пластинчатые вырубki из отходов РТИ. Марки – ПУН и ПУН-30. Добавка к буровому раствору и смесям для ликвидации высокоинтенсивных поглощений в трещиноватых и крупно-трещиноватых породах с трещинами до 200 мм

10. ВДР – водная дисперсия резины с использованием смоляных и жирных кислот в качестве эмульгатора. Добавка к буровому раствору и смесям для ликвидации поглощений в мелкопористых проницаемых пластах и предупреждения прихватов под действием перепада давления.

11. МРК – мелкая резиновая крошка. Добавка к буровому раствору и смесям для ликвидации поглощений в мелкотрещиноватых пластах и пористых породах.

12. Хромовая стружка и «кожа-горох» – отходы производства кожемита – кусочки и полоски неразработанной кожи хромового производства. Добавка к буровому раствору и смесям для ликвидации поглощений в трещиноватых пластах и пористых породах

13. НТП – наполнитель текстиль прорезиненный – измельченные отходы прорезиненного текстиля и кирзы. Добавка к буровому раствору и смесям для ликвидации поглощений в трещиноватых пластах и пористых породах

14. НХ наполнитель хлопьевидный – двух компонентная композиция различных по структуре и механическим свойствам. Используется для изоляции зон поглощения в крупнотрещиноватых и кавернозных породах с каналами 20 – 40 мм и более.

15. Сломель – порошкообразный материал – измельченный лист декоративного бумажно-слоистого пластика. Добавляется в буровой раствор для профилактики поглощений при турбинном и роторном бурении.

16. НК – наполнитель композиционный – многокомпонентная смесь, получаемая путем совместной переработки кожевенных, текстильных, РТИ и некоторых других инертных материалов. Добавляется в буровой раствор в качестве основной закупоривающей массы для изоляции зон поглощения интенсивностью от 30 до 90 м³/ч.

17. НП – наполнитель пластиковый – смесь частиц двух типов размером 3 мм (жестких пластинок пластика и деформируемой просмоленной бумаги). Добавляется в буровой раствор для профилактики поглощений в пористых и трещиноватых породах.

2.2.3. Использование аэрированных растворов и пен

Аэрированные буровые растворы представляют собой смеси пузырьков воздуха с промывочными жидкостями (водой, нефтеэмульсиями и др.) в соотношении до 30:1. Для повышения стабильности аэрированных растворов в их состав вводят реагенты - поверхностно-активные вещества и пенообразователи.

Аэрированные буровые растворы обладают теми же свойствами, что и жидкости, из которых они приготовлены (для глинистых растворов - образуют глинистую корку, обладают вязкостью и напряжением сдвига, сохраняют естественную проницаемость призабойной зоны пласта при его вскрытии). Вместе с тем, большим преимуществом аэрированных жидкостей является возможность их применения в осложненных условиях бурения, при катастрофических поглощениях промывочных жидкостей, вскрытии продуктивных пластов с низким давлением.

2.2.4. Использование цементных мостов

Цементный мост представляет собой непроницаемую для газа, нефти и воды перемычку внутри скважины. Из названия очевидно, что в качестве материала для обустройства такой перемычки используется цементная смесь. Высота такого разобщающего отрезка может составлять несколько десятков метров, что необходимо для достаточно надежной и непроницаемой разобщающей перемычки. Позволяет перекрыть интервалы поглощения, а также укрепить склонные к разрушению и осыпанию части ствола скважины.

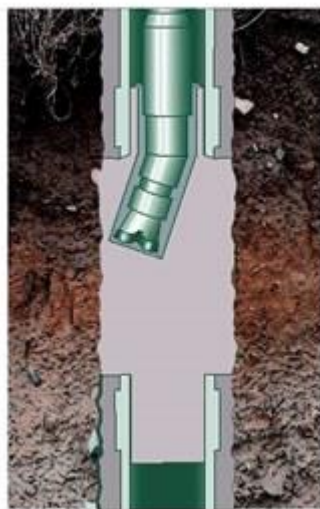


Рисунок 16. Процесс установки цементного моста

2.2.5. Спуск потайных колонн

При этом способе зону осложнения перекрывают обсадной колонной длиной 300—400 м. При спуске соединения труб между собой осуществляют, как правило, без муфт. Это вызвано необходимостью спуска обсадных труб диаметром на 20—50 мм меньше диаметра скважины. Спуск потайной колонны оправдан в тех случаях, где после ее спуска бурение скважины будет непродолжительным и породы в месте ее установки устойчивы.

2.2.6. Замораживание

Сущность данного метода состоит в том, что в скважину с помощью специального устройства закачивается определенное количество хладагента,

который действует на стенки скважины и промораживает их в короткий промежуток времени, тем самым перекрывая поглощающие каналы пласта. Если порода недостаточно промерзает, чтобы произвести крепление скважины или углубления до проектной глубины, то допускается многократное замораживание одного и того же поглощающего участка ствола скважины. Время оттаивания промерзшей толщи породы зависит от следующих факторов: температуры замерзания пластовой жидкости в зависимости от ее минерализации, скорости движения жидкости в замороженной зоне при промывке, температуры промерзшей массы горной породы, величины гидростатического давления и т.д.

Лабораторные исследования показали, что наиболее эффективным хладоагентом при борьбе с поглощением бурового раствора является жидкий азот. Время оттаивания промерзшей толщи горной породы при использовании данного хладоагента будет не менее 11 часов. Само низкотемпературное вещество доставляют за завода-изготовителя в металлических сосудах.

С помощью вакуумированной желонки цилиндрической формы осуществляется подача жидкого азота к поглощающей зоне ствола скважины. Данная желонка оснащена клапаном, который при ударе штока клапана о забой освобождает жидкий азот, позволяя ему достигать планируемую зону. Также применяются желонки с дистанционным клапаном, который открывается через определенный промежуток времени после спуска колонны в ствол скважины. Несмотря на положительные результаты первых промышленных испытаний, данная технология не получила широкого применения и распространения. Основной проблемой, послужившей препятствием к развитию данной технологии является отсутствие надежного способа доставки низкотемпературного вещества в поглощающую зону.

2.2.7. Бурение на обсадной колонне

Технология бурения на обсадной колонне дает возможность провести тщательный анализ условий применения для выявления и снижения рисков во время бурения. Данная технология предусматривает использование комплекса программного обеспечения для моделирования, включающего инженерно-аналитическую платформу, и позволяет оценить такие условия, как прочность пласта и взаимодействие между долотом и породой для разработки идеальной режущей структуры долота с уникальными алмазными вставками.

При разработке долота с учетом требований заказчика, технология повышает надежность и эффективность операций во время одновременного бурения и крепления скважины.

В процессе бурения на обсадной колонне выбуренный шлам затирается в стенки скважины, что приводит к такому явлению, как механическая кольматация, которая способствует укреплению стенок скважины и повышению качества цементирования. Благодаря механической кольматации происходит сокращение непроизводительного времени, которое возникает из-за следующих внутрискважинных проблем:

- осыпание глин
- сужение ствола скважины
- пробки в стволе скважины
- потеря циркуляции
- большой диаметр интервала кондуктора, затрудняющий удаление шлама из кольцевого пространства
- повреждение коллекторских свойств продуктивных зон
- прихват труб



Рисунок 17. Сравнение стандартного бурения бурильной колонной и обсадной

В рамках технологии выполняется дальнейшая оптимизация операций бурения на обсадной колонне для снижения рисков, которые могут появиться в ходе строительства скважины. Проведение анализа до начала работ и разработка КНБК и долота с учетом требований заказчика позволяют достичь проектной глубины в любых условиях бурения более безопасным и эффективным способом.

2.2.8. Бурение с динамичным управлением давления

Процесс бурения с динамичным управлением давления – современная технология предусматривает использование замкнутой системы подачи раствора, которая улучшает точность управления распределением давления в скважине по сравнению с простым изменением плотности и подачи раствора.

Основная цель динамичного управления давлением состоит в уходе от проблем, связанных с бурением, сокращения соответствующих потерь времени из-за различных осложнений:

- Потеря циркуляции, предупреждение поглощений
- Борьба с ГНВП

- Прихват бурильной колонны за счёт перепада давления в стволе скважины.

Для успешного применения технологии динамичного управления давлением необходимо как можно точнее поддерживать постоянными забойное давление на определенной глубине работы долота и, соответственно, распределение (градиент) давления в затрубном пространстве.

2.2.9. Низкотемпературные режимы промывки

Также для предотвращения протаивания мерзлых пород при бурении скважин используются низкотемпературные режимы промывки. Некоторый опыт реализации таких приемов также известен. Использовали градирни или тривиальное разбрызгивание, водооборотное охлаждение, заглубление теплообменных батарей в мерзлые породы, добавки льда в циркулирующий раствор и т.п. Однако все эти приемы низкотехнологичны, а эффективность их применения в значительной степени зависит от климатического фактора. В летнее время, например, могут возникнуть трудности с охлаждением циркулирующего бурового раствора. Устойчивый процесс регулирования температурного режима промывки в любое время года может быть обеспечен при использовании систем, оснащенных холодильными агрегатами

2.2.10. Использование ингибиторов глин

Буровой раствор вымывает обломки породы и частицы выбуренных твёрдых материалов. Набухая, глина загущает и загрязняет раствор, снижая скорость бурения. Ингибиторы набухания глин, введенные в раствор для бурения, провоцируют физико-химическую взаимосвязь электролита с глиной, отчего происходит модификация её поверхности. Если вводится ингибитор глин для буровых растворов, глина инкапсулируется, а её гидрофильность снижается. Ингибиторы гидратации и набухания глин не дают глинам переходить в раствор. Поэтому скважины промывают буровыми растворами с содержанием полимеров и ингибиторов гидратации глин.

Ингибиторы буровых растворов укрепляют глинистые слои стенок скважины. Именно ингибитор набухания глин снижает вероятность осыпания и обвала стенок скважин, а также помогает удерживать шлам во взвешенном состоянии, если в работе необходимо сделать перерыв. Чаще всего для промывки скважин используют органические ингибиторы. Качественный ингибитор глинистых сланцев даже при небольшой концентрации даёт высокую вязкость, понижая фильтрацию бурового раствора и снижая трение. Очень эффективен анионный ингибитор глин, который, ко всему прочему, ещё и уменьшает вероятность возникновения сальников.

2.2.11. Применение безводных промывочных жидкостей

Устойчивость (по отношению к растворению) стенок скважины, сложенных однородными соляными породами, независимо от скорости восходящего потока, может быть достигнута лишь при условии полного насыщения промывочной жидкости солью (соль, содержащаяся в растворе, должна быть такой же, как соль, из которой сложены стенки скважины). При небольшой мощности неоднородных солей основной мерой предупреждения их растворения является максимальное форсирование режима бурения с последующим спуском обсадной колонны и ее цементированием. При большой мощности неоднородных солей наиболее надежным средством предотвращения их интенсивного растворения является бурение с применением безводных промывочных жидкостей.

2.2.12. Внедрение автоматизированных систем предотвращения осложнений

В последние годы были опубликованы ряд работ, посвященных созданию автоматизированных систем предотвращения осложнений при бурении скважин. Внедрение автоматизированных систем предупреждения осложнений при бурении может существенно увеличить такой индикатор эффективности бурения как продуктивное время бурения от 30 до 45%.

Сводная информация по исследованиям в данной области представлена в таблице 1, разработки преимущественно зарубежные, поэтому фамилии авторов представлены на английском языке:

Таблица 1. Разработки и исследования в области автоматизации в бурении

Фамилия автора	Год	Разработка
Arnaout et al.	2013	Интеллектуальная модель для контроля качества данных в операционных центрах управления бурением в реальном времени
Macpherson et al.	2013	Описали текущее состояние, инициативы и потенциальное влияние систем автоматизации бурения на эффективность строительства скважин.
Peng et al.	2014	Описали систему предупреждения аварий при бурении, работающую в режиме реального времени
Lind and Kabirova	2014	представили искусственные нейронные сети для прогнозирования осложнений при бурении
Unrau et al.	2017	Описал и алгоритмы машинного обучения, применяемые для обнаружения осложнений при строительстве скважины
Noshi and Schuber	2018	Описали алгоритмы интеллектуального анализа данных и отраслевые приложения с точки зрения прогнозной аналитики, используя контролируемые и неконтролируемые алгоритмы глубокой аналитики, чтобы идентифицировать скрытые модели и помочь смягчить проблемы бурения
Antipova et al.	2019	Разработали модель машинного обучения на основе градиентного бустинга деревьев решений для прогнозирования аварий при бурении
Rodrigues et al.	2020	Представили программное обеспечение для обнаружения проблем бурения в реальном времени в глубоководных условиях. Ниже представлены работы, посвященные многокритериальному анализу прихвата труб при бурении и использованию методов искусственного интеллекта для их предотвращения
Miri et al.	2017	Разработали искусственные нейронные сети для прогнозирования дифференциального прихвата труб на иранских морских месторождениях
Murillo et al.	2009	Представили исследование применения концепций нечеткой логики к проблеме дифференциального прихвата труб
Jahanbakhshi et al.	2012, 2014	Разработали новый подход, основанный на методе опорных векторов, чтобы предсказать возникновение дифференциального прихвата труб в горизонтальных и боковых стволах на морских нефтяных месторождениях Ирана

Продолжение таблицы 1

Naraghi et al.	2013	Описали метод прогнозирования прихвата бурильной трубы с использованием метода активного обучения
Goebel et al.	2014	изобрели способ и систему для прогнозирования осложнения прихвата бурильной колонны
Ferreira et al.	2015	разработали автоматизированную систему поддержки принятия решений и экспертную систему сотрудничества для предотвращения прихвата труб и улучшения эффективности буровых работ в морской подсолевой скважине в Бразилии.
Salminen et al.	2017	описали метод прогнозирования прихвата труб с использованием автоматического моделирования и анализа данных в режиме реального времени.
Zhang et al.	2019	разработали новый метод прогнозирования прихвата труб в реальном времени, с совместным использованием физической модели и модели углубленного анализа данных.
Alshaikh et al.	2019	описали метод машинного обучения для обнаружения инцидентов с прихватами труб на основе анализа данных и оценки качества моделей.
Shaker и Reynolds	2020	описали прогнозирование прихватов труб во время бурения в отложениях с аномально высоким пластовым давлением.
Moazzeniet et al.	2010	описали метод виртуального интеллектуального прогнозирования для предотвращения осложнений типа «поглощение» на одном из иранских месторождений
Jahanbakhshi et al.	2014	представили искусственную нейронную сеть для прогнозирования и геомеханического анализа осложнений типа «поглощение» в естественных трещиноватых коллекторах
Al-Hameedi et al.	2018	описали метод машинного обучения, предотвращения осложнений типа «поглощение» на месторождении Румайла в Ираке.
Alkinani et al.	2019	описали метод прогнозирования потери циркуляции перед бурением пластов с индуцированными трещинами с использованием искусственных нейронных сетей
Hou et al.	2019	представили автоматическую систему обнаружения газопроявления при морском бурении на основе технологии машинного обучения
Geng et al.	2019	описали риск-ориентированную сейсмосистему для прогнозирования осложнений типа «поглощение»
Abbas et al.	2019	описали реализацию искусственных нейронных сетей и опорных векторных машин для прогнозирования осложнений типа «поглощение»

Продолжение таблицы 1

Sabah et al.	2019	описали применение дерева решений, искусственных нейронных сетей и адаптивной системы нейро-нечеткого вывода для прогнозирования осложнений типа «поглощение»
Ahmed et al.	2020	представили два различных метода искусственного интеллекта (машина опорных векторов и метод жесткой интерполяции с использованием радиальной базисной функции) для прогнозирования зон осложнений типа «поглощение» в реальном времени
Hou et al.	2020	описали одну из первых попыток предсказания осложнений типа «поглощение» с помощью углубленного анализа данных и методов искусственного интеллекта при бурении скважин в Южно-Китайском море.
Yin et al.	2019	описали интеллектуальную систему раннего обнаружения осложнений типа «газонефтеводопроявления» в сверхглубоких высокотемпературных скважинах с высоким давлением (НРНТ) на основе технологии обработки больших данных
Yang et al.	2019	представили усовершенствованное обнаружение осложнений типа «газопроявления» в реальном времени с использованием технологии машинного обучения

Своевременное прогнозирование и предупреждение осложнений является крайне важной и актуальной задачей, требующей применения современных инженерных методов и подходов. Для достижения поставленных целей необходимо решить следующие ключевые задачи:

1. Разработка классификации осложнений и предаварийных ситуаций при строительстве нефтяных и газовых скважин для использования технологий машинного обучения и искусственных нейронных сетей.
2. Моделирование выбранных осложнений на буровом тренажере с целью обучения нейросети.
3. Анализ результатов работы нейросетевых алгоритмов по прогнозированию осложнений и предаварийных ситуаций.

2.2.12.1. Классификация осложнений для применения нейронных сетей

Для применения моделей на основе нейросетевых алгоритмов был разработан метод классификаций осложнений и аварий в бурении. Все осложнения и аварии были разбиты на три класса в зависимости от возможности применения нейросетевых алгоритмов:

1. Осложнения и аварии, для обнаружения которых возможно использовать нейросети;
2. Осложнения и аварии, для обнаружения которых требуется более длительное обучение на данных конкретного разреза и/или ручной ввод дополнительных данных с заданной периодичностью;
3. Осложнения и аварии, для обнаружения которых невозможно использовать нейросети.

Возможности применения нейросетевых алгоритмов для разных типов аварий и осложнений представлены в таблице 2.

Таблица 2. Возможности применения нейросетевых алгоритмов для разных типов аварий и осложнений

Осложнение/авария	Регистрируемый признак осложнения/аварии	Характер изменения признака осложнения/аварии	Возможность использования нейросети для предупреждения аварии/осложнения (1-возможно, 0 – невозможно, 0,5 – требуется более длительное обучение на данных конкретного разреза и/или ручной ввод дополнительных данных)
Осыпи (обвалы)	Давление на буровом насосе	Резкое повышение	1
	Вынос шлама	Увеличение формы, размеров и количества шлама	0,5
	Недохождение буровой колонны до забоя без промывки и проработки	Снижение веса на крюке при спуске инструмента в скважину	1
	Вес на крюке	Увеличение веса на крюке при подъеме и снижение веса при спуске сверх допустимых интервалов	1

Ползучесть	Вес на крюке	Увеличение веса на крюке при подъеме и снижение веса при спуске сверх допустимых интервалов	1
	Недохождение бурильной колонны до забоя без промывки и проработки	Снижение веса на крюке при спуске инструмента в скважину	1
	Вес на крюке	Резкое снижение	1
Желобо-образование	Затяжки и посадки	Увеличение веса на крюке при подъеме и снижение веса при спуске сверх допустимых интервалов	1
Поглощение бурового раствора	Расход бурового раствора на выходе из скважины	Расход бурового раствора на выходе из скважины меньше, чем на входе	1
	Уровень жидкости в приемных емкостях	Уменьшение	1
Газонефтеводо-проявления	Расход бурового раствора на выходе из скважины	Расход бурового раствора на выходе из скважины меньше, чем на входе	1
	Уровень жидкости в приемных емкостях	Уменьшение	1
	Газосодержание	Увеличение при бурении, увеличение при восстановлении циркуляции	1
	Объем в доливной емкости	Уменьшение против расчетного объема бурового раствора, доливаемого в затрубное пространство скважины при поеме инструмента	1
	Давление на насосе	Снижение	1
	Скорость проходки	Увеличение	1
	Крутящий момент на роторе	Увеличение	1
	Размер шлама	Увеличение	0,5
	Температура бурового раствора на выходе	Увеличение	1
	d-экспонента	Снижение	1
	Форма и размер шлама	Плотные комки и породы и куски глинистой корки	0,5
Сальнико-образование	Расход бурового раствора на выходе	Перелив бурового раствора на устье при подъеме бурильной колонны	1
	Давление на насосе	Повышение	1
	Вес на крюке	Снижение	1
	Механическая скорость проходки	Снижение	1
	Вес на крюке	Снижение	0
Аварии с элементами бурильной колонны	Давление на насосе	Снижение	0
	Крутящий момент	Снижение	0
	Крутящий момент	Снижение	0
Прихваты бурильных и обсадных колонн	Несоответствие нагрузки на крюке весу колонны	Снижение при спуске, увеличение при подъеме	1
Прихват шламом	Крутящий момент	Увеличение	1
	Осевая нагрузка при подъеме	Увеличение	1
	Давление на насосе	Увеличение	1
	Количество шлама на выбросах	Снижение	0
Прихват горными породами	Крутящий момент	Увеличение	1
	Осевая нагрузка при подъеме	Увеличение	1

	Осевая нагрузка при спуске	Снижение	1
	Давление на насосе	Увеличение	1
Дифференциальный прихват (прихват глинистой коркой)	Несоответствие нагрузки на крюке весу колонны	Снижение при спуске, увеличение при подъёме	1
	Невозможность вращать бурильную колонну	Увеличение крутящего момента до максимального допустимого	1
Прихват осколками металла или предметами, упавшими в скважину (инструмент должен находиться в обсадной колонне или твердых породах)	Крутящий момент	Неожиданные и непостоянные колебания	0
	Вес на крюке	Неожиданные и непостоянные колебания	0
	Инструмент или оборудование на рабочей площадке	Отсутствие	0
Аварии с долотами	Механическая скорость проходки	Резкое снижение	0
	Крутящий момент	Скачкообразное изменение, резкие изменения	0

Одной из трудностей применения нейросетевых алгоритмов для предупреждения осложнений является необходимость предварительного обучения данного алгоритма. Для обучения обычно требуются десятки и сотни примеров. Количественно осложнений при бурении скважин не так уж много, но их ликвидация занимает много времени. Ограниченное количество осложнений, происходящих на реальных скважинах по сравнению со временем штатного бурения, диктует необходимость использования для их моделирования полномасштабных буровых симуляторов. Малое количество осложнений, реально происходящих при бурении, не является достаточным для надлежащего обучения нейросети. Нейросеть должна распознавать довольно редко встречающиеся события, но цена каждой ошибки при этом может быть очень высока.

2.3. Рекомендации по использованию оборудования и технологий для предотвращения осложнений при бурении

Исходя из рассмотренных технологий и применяемого оборудования для предотвращения осложнений в ходе бурения составим сводную схему по использованию данных технических и технологических средств. (Рис. 18)

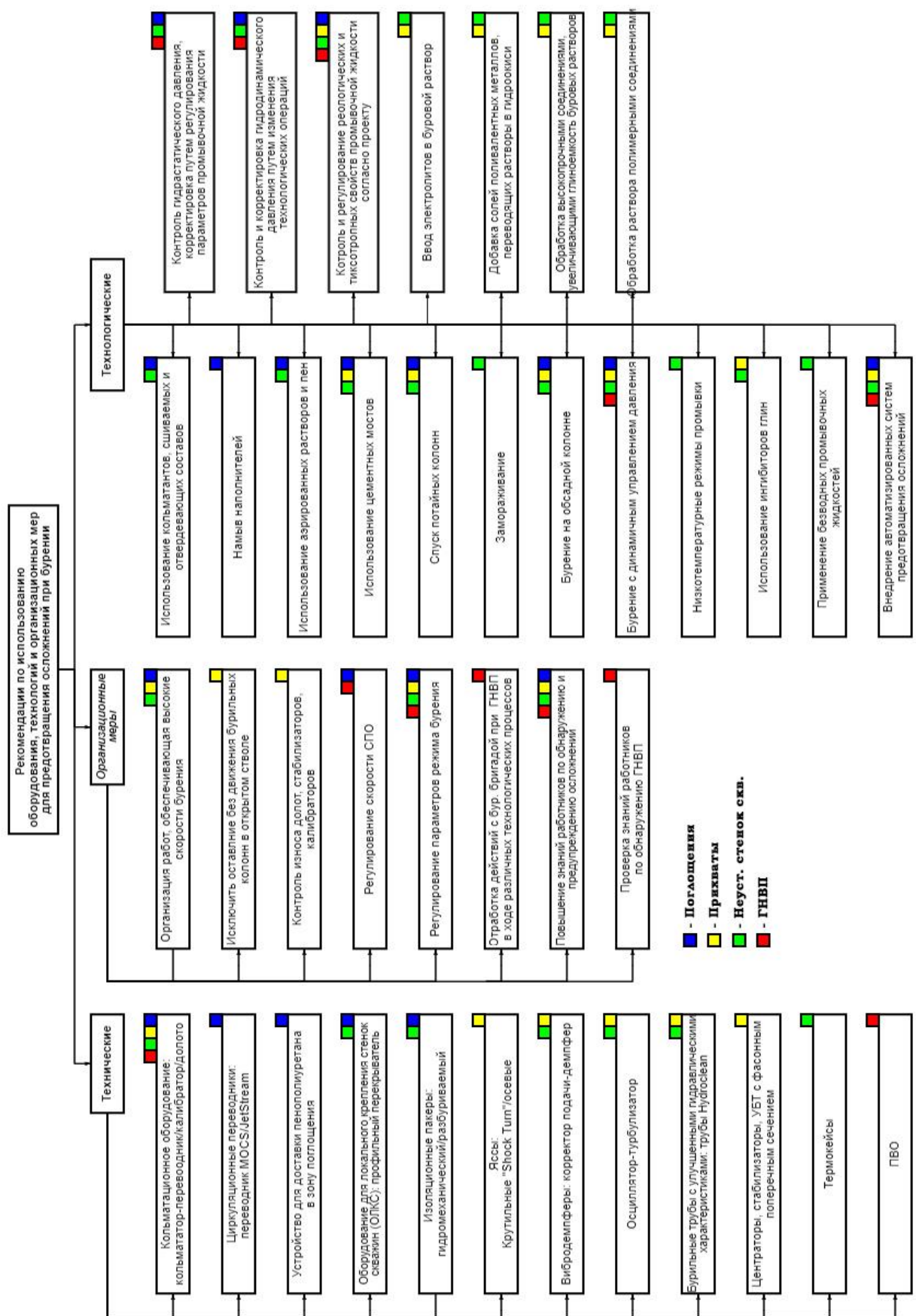


Рисунок 18. Рекомендации по использованию оборудования, технологий и организационных мер для предотвращения осложнений

Можно сделать вывод о том, что самыми универсальными и перспективными техническими, технологическими средствами и организационными мерами предотвращения осложнений является:

- Использование в КНБК кольматирующего оборудования (кольмататор-переводник/калибратор/долото)
- Бурение на обсадных колонных (как начальные колонны: направления и кондуктор, так и хвостовики)
- Внедрение автоматизированных систем предотвращения осложнений на основе нейронных сетей (искусственного интеллекта)
- Контроль и регулирование реологических и тиксотропных свойств промывочной жидкости согласно проекту
- Регулирование параметров режима бурения
- Повышение знаний работников по обнаружению и предупреждению осложнений

3. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

3.1. Оценка коммерческого потенциала инженерных решений

3.1.1. Потенциальные потребители проекта

Для анализа потребителей результатов исследования необходимо рассмотреть целевой рынок и провести его сегментирование.

Для данного проекта целевым рынком являются предприятия нефтяной отрасли, а сегментами рынка будут являться буровые и сервисные компании, чья деятельность связана со строительством скважин.

Продукт (результат НИР) – разработка технологических решений, которые обеспечивают наиболее эффективное, безопасное и экономически рентабельное строительство скважины в данных геологических условиях.

3.2. Расчет нормативной продолжительности строительства скважины

3.2.1. Нормативная карта выполнения работ по строительству скважины

Календарная продолжительность цикла строительства скважин определяется по проектным нормам времени по формуле 2:

$$T_{\text{пц}} = T_{\text{п/вм}} + T_{\text{п/пр}} + T_{\text{п/бк}} + T_{\text{п/оп}}, \quad (2)$$

где $T_{\text{п/вм}}$ – проектная продолжительность строительства вышки и привышечных сооружений, монтажа, демонтажа оборудования и разборки привышечных сооружений, ч;

$T_{\text{п/пр}}$ – проектная продолжительность подготовительных работ к бурению, ч;

$T_{\text{п/бк}}$ – проектная продолжительность бурения и крепления скважины, ч;

$T_{\text{п/оп}}$ – проектная продолжительность испытания, ч.

Началом цикла строительства скважин считается момент открытия наряда на производство работ по сооружению буровой, а окончанием – момент

окончания всех работ по испытанию на промышленный приток нефти и/или газа, предусмотренный техническим проектом.

Календарную продолжительность отдельных этапов цикла определяют по нормам времени, принятым по соответствующим нормативным документам. К важнейшим из них относятся:

- единые нормы времени на монтаж и демонтаж вышек и оборудования для бурения (ЕНВ) [7];
- единые нормы времени на бурение скважины на нефть и газ и другие полезные ископаемые (ЕНВ) [8];
- единые нормы времени на опробование (испытание) разведочных и эксплуатационных скважин (ЕНВ) [9];
- нормы продолжительности испытания пластов в процессе бурения испытателем пластов на бурильных трубах и на кабеле, а также отбора проб и испытания скважин в колонне с применением испытателей пластов на НКТ.

Продолжительность строительно-монтажных работ формируется на основе наряда на производство работ. Продолжительность подготовительных работ к бурению и самого процесса бурения рассчитывают при составлении нормативной карты. При расчете затрат времени в нормативной карте используются:

- данные геологической, технической и технологической частей проекта;
- нормы времени на проходку одного метра и нормы проходки на долото;
- справочник для нормирования производимых операций.

Расчет времени, затраченного на вышкомонтажные работы, осуществляется исходя из того, что при строительстве скважины будет применяться буровая установка УРАЛМАШ 4000/ 250 ЭК-БМЧ.

Основным документом для расчета нормативного времени, затрачиваемого на вышкомонтажные работы, является [7]. Суммарное время,

затрачиваемое на вышкомонтажные работы, составляет 1080 часов или 45 суток.

Нормативное время на подготовительные работы, которое зависит от глубины бурения скважины, составляет 96 часов или 4 суток.

Основным документом, регламентирующим нормативное время для сооружения скважины, является [8].

Норма времени на бурение одного метра определяется для каждого региона индивидуально и зависит как от прочности разбуриваемой породы, так и от долота и его параметров.

При расчете нормативного времени на СПО вначале определяют количество спускаемых и поднимаемых свечей, а также число наращиваний по каждой нормативной пачке при помощи вспомогательных таблиц в справочнике или по формулам.

Нормативное время на выполнение остальных операций рассчитывают на основании объема этих работ и норм времени по ЕНВ.

Для расчета нормативного времени на испытание продуктивного пласта используется [9]. Суммарное время на работы по испытанию скважины составляет 248,4 часов или 10,35 суток.

Нормативная карта по сооружению эксплуатационной скважины представлена в таблице 3.

Таблица 3 – Нормативная карта строительства скважины

Наименование работ	Интервал бурения, м		Норма		Проходка в интервале, м	Количество долблений, шт	Время мех. бурения, час	СПО и прочие работы, час	Всего, час
	от	до	проходка на долото, м	время бурения 1 м, ч					
1	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Вышкомонтажные работы									1080,00
Подготовительные работы к бурению									96,00
Бурение под направление									0,98
Промывка (ЕНД)									0,03
Нарращивание (ЕНД)									0,18
Смена долот (ЕНД)									0,23
ПЗР к СПО (ЕНД)									0,44
Сборка и разборка УБТ (ЕНД)	0	90	4500	0,02	90	0,1	0,8	0,18	0,47
Установка и вывод УБТ за палец									0,08
Крепление (ЕНД)									22,60
Ремонтные работы (ЕНД)									1,25
Смена вахт (ЕНД)									0,30
Итого:									26,56
Бурение под кондуктор									32,77
Промывка (ЕНД)									0,47
Нарращивание (ЕНД)									5,68
Смена долот (ЕНД)									0,23
ПЗР к СПО (ЕНД)									0,44
Сборка и разборка УБТ (ЕНД)	90	800	4500	0,04	710	0,24	30,64	2,13	0,47
Установка и вывод УБТ за палец									0,08
Крепление (ЕНД)									61,34
ПГИ (ЕНД)									4,98
Ремонтные работы (ЕНД)									5,2
Смена вахт (ЕНД)									1
Итого:									112,66
Бурение под эксплуатационную колонну:	800	3190	4500	0,08	2390	0,58	147,92	10,28	158,1
Промывка (ЕНД)									0,84
Нарращивание (ЕНД)									12,83
Смена долот (ЕНД)									0,23
ПЗР к СПО (ЕНД)									0,44
Сборка и разборка УБТ (ЕНД)									0,47
Установка и вывод УБТ за палец									0,16
Крепление (ЕНД)									94,82
ПГИ (ЕНД)									13,20
Ремонтные работы (ЕНД)									14
Смена вахт (ЕНД)									2,5
Итого:									297,66
Бурение под хвостовик	3190	3790	4500	0,09	600	0,25	45,00	10,60	193,4
Промывка (ЕНВ)									1,03
Нарращивание (ЕНВ)									2,80
Смена долот (ЕНВ) ПЗР к СПО (ЕНВ)									0,24
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)									0,43
Установка и вывод УБТ Крепление (ЕНВ)									3,12
ПГИ (ЕНВ)									1,35
Ремонтные работы(ЕНВ)									25,45
Смена вахт (ЕНВ)									2,64
Итого:									7,02
Итого:									1,20
Итого:									238,68
Испытание скважины на продуктивность									248,4

3.2.2. Определение рейсовой, механической и коммерческой скоростей бурения

После обоснования продолжительности цикла строительства скважины должны быть определены следующие скорости, расчеты которых были произведены в программном продукте Microsoft Excel по методике, приведенной в методичках [1,12].

Механическая скорость бурения:

$$V_{\text{мех}} = 16,88 \frac{\text{м}}{\text{ч}}.$$

Рейсовая скорость бурения:

$$V_{\text{рейс}} = 15,73 \frac{\text{м}}{\text{ч}}.$$

Коммерческая скорость бурения:

$$V_{\text{ком}} = 4664,18 \frac{\text{м}}{\text{ст. мес}}.$$

Средняя проходка на долото:

$$V_{\text{ср.пр.}} = 948,125 \text{ м.}$$

3.2.3. Линейных календарный график выполнения работ

Вахта работает пятнадцать дней по 12 часов в сутки через 12 часов отдыха. Затем пятнадцать выходных дней. Доставка вахт на месторождение осуществляется авиа- и автотранспортом. Буровая бригада состоит из 4 вахт. Состав бригады представлен в таблице 4.

Таблица 4 – Состав буровой бригады

Наименование	Разряд	Количество
Буровой мастер	-	1
Помощник бурового мастера	-	1
Бурильщик	6	4
Бурильщик	5	4
Помощник бурильщика	5	4
Помощник бурильщика	4	4
Электромонтер	5	4
Слесарь	5	2
Лаборант	-	2

Согласно нормативной карты вышкомонтажные работы составляют 1080 часов или 45 суток. Календарное время бурения составляет 585,5 часов или 24,4 суток. Время, приходящееся на испытание скважины на продуктивность, составляет 248,4 часов или 10,35 суток.

Линейный календарный график проведения работ по строительству скважины представлен в таблице 5.

Таблица 5 – Линейный график проведения работ по строительству скважины

Вид работ	Продолжительность		Месяцы			
	Часов	Суток	1	2	3	4
Вышкомонтажные работы	1080	45				
Бурение скважины	585,5	24,4				
Испытание скважины	248,4	10,35				

3.3. Сметная стоимость строительства скважины

Для обоснования стоимости строительства скважин составляют сметно-финансовые расчеты по видам работ и сводный сметный расчет стоимости строительства скважины.

Смета на строительство скважин определяет сумму затрат, необходимых для выполнения этих работ, и является основой для заключения договоров между буровыми и нефтегазодобывающим предприятиями и финансирования буровых работ.

Расчеты основываются на единых районных единичных расценках (ЕРЕР), определяемых для эксплуатационных скважин с помощью «СНиП IV-5-82. Сборник 49» [10], состоящего из трех частей:

- I часть – подготовительные работы к строительству нефтяных и газовых скважин;
- II часть – строительные и монтажные работы;
- III часть – бурение и испытание на продуктивность скважин.

Единый методический подход применяют для составления сметно-финансовых расчетов на бурение, крепление и испытание скважин. При этом затраты группируются в зависимости от времени и объема работ.

К затратам, зависящим от времени, относятся такие затраты, как: оплата труда буровой бригады; содержание бурового оборудования; амортизацию бурового оборудования; запасные части и материалы, расходуемые в процессе эксплуатации; химические реагенты и др.

К затратам, зависящим от объема бурения (как правило, на 1 м проходки): расход долот; износ бурильных труб и др.

Амортизация считается исходя из классификации основных фондов методом начисления амортизации пропорционально объему выполненных работ.

Дополнительные затраты при строительстве скважин в зимнее время определяются исходя из суммарного времени строительства скважины.

Для перевода цен 1984 года, в которых производится расчет согласно СНиП IV-5-82 [3], используется индекс изменения сметной стоимости.

В таблице 4 представлена сводная смета на строительство скважины.

Таблица 6 – Сводная смета на строительство скважины

№ п/п	Наименование работ и затрат	Сумма в ценах 1984 года, руб	Сметная стоимость в текущих ценах, руб
1	2	3	4
1	Глава 1. Подготовительные работы к строительству скважины		
1.1	Подготовка площадки, строительство подъездного пути	78 997	18 591 944
1.2	Техническая рекультивация	12 364	2 909 867
1.3	Разборка трубопроводов, линий передач и др.	2 295	540 128
	Итого по главе 1	93 656	22 041 939
2	Глава 2. Строительство и разборка вышки, привышечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового оборудования		
2.1	Строительство и монтаж	177 994	41 879 120
2.2	Разборка и демонтаж	11 351	2 671 458
2.3	Монтаж оборудования для испытания	13 905	3 272 542
2.4	Демонтаж оборудования для испытания	1 674	393 976
	Итого по главе 2	204 924	48 217 096
3	Глава 3. Бурение и крепление скважины		
3.1	Бурение скважины	111 277	26 189 042
3.2	Крепление скважины	239 499	56 366 090
	Итого по главе 3	350 776	82 555 132
4	Глава 4. Испытание скважины на продуктивность		
4.1	Испытание в процессе бурения	14 037	3 303 608
4.2	Консервация скважины	6 872	1 617 325
4.3	Ликвидация скважины	8 080	1 901 628
	Итого по главе 4	28 989	6 822 561
5	Глава 5. Промыслово-геофизические работы		
5.1	Затраты на промыслово-геофизические работы; 11% от глав 3 и 4	38 585	9 080 980
	Итого по главе 5	38 585	9 080 980
6	Глава 6. Дополнительные затраты при строительстве скважин в зимнее время		
6.1	Дополнительные затраты при производстве строительных и монтажных работ в зимнее время; 5,4% от глав 1 и 2	16 123	3 794 548
6.2	Снегоборьба; 0,4% от глав 1 и 2	1 194	281 008
6.3	Эксплуатация котельной установки	30 610	7 204 064
	Итого по главе 6	47 927	11 279 620
	ИТОГО прямых затрат	774 857	182 362 595
7	Глава 7. Накладные расходы		
7.1	Накладные расходы; 25% на итог прямых затрат	193 714	45 590 590
	Итого по главе 7	193 714	45 590 590

Продолжение таблицы 6.

8	Глава 8. Плановые накопления		
8.1	Плановые накопления; 8% на итог прямых затрат и накладных расходов	77 486	18 236 330
	Итого по главе 8	77 486	18 236 330
	ИТОГО по главам 1-8	1 046 057	246 189 515
9	Глава 9. Прочие работы и затраты		
9.1	Премии и прочие доплаты; 24,5%	256 284	8 457 372
9.2	Вахтовые надбавки; 4,4%	46 027	1 518 891
9.3	Северные надбавки; 2,98%	31 173	1 028 709
9.4	Промыслово-геофизические работы	-	14 200 000
9.5	Авиатранспорт	-	3 975 000
9.6	Транспортировка вахт автотранспортом	-	136 000
9.7	Бурение скважин на воду	-	870 000
9.8	Перевозка вахт до г. Томск	-	112 000
9.9	Услуги связи на период строительства скважины	-	25 300
	Итого по главе 9	77 456	30 211 272
	ИТОГО по главам 1-9	1 123 513	276 400 787
10	Глава 10		
10.1	Затраты на авторский надзор; 0,2% от итога по главам 1-8	2 092	492 352
	Итого по главе 10	2 092	492 352
11	Глава 11		
11.1	Резерв средств на непредвиденные работы и затраты; 5% от итога по главам 1-10, за вычетом расходов на авиатранспорт	56 280	13 645 907
	Итого по главе 11	56 280	13 645 907
	ИТОГО	1 181 885	290 539 046
	ВСЕГО ПО СМЕТЕ	290 539 046	
	НДС, 20%	58 107 809	
	ВСЕГО с учетом НДС	348 646 855	

Общая сумма на строительство скважины составила 348 646 855 рублей. Амортизация считается исходя из классификации основных фондов из Постановления правительства Российской Федерации №640 от 07 июля 2016 года методом начисления амортизации пропорционально объему выполненных работ. Это объясняется тем, что бурение имеет сезонный характер выполнения работ.

3.4. Расчет сметной стоимости аварийных работ

В процессе бурение, иногда происходят аварии, такие как падение КНБК, прихват, оставление на забое долота и др., ликвидация, которых не включается в линейный график строительства скважины, и сроки ликвидации зависят от вида аварий. Рассчитаем стоимость ликвидации аварий, падение винтового забойного двигателя, при сборке компоновки низа бурильной колонны для бурения интервала под хвостовик.

Трудоемкость

Трудоёмкость для ликвидации данной аварии зависит от глубины забоя. Т.к. сборка низа бурильной колонны проводилась для бурения интервала под хвостовик, значит скважина на данный момент находилась на ОЗЦ, значит возьмём забой 3489 метров.

Трудоёмкость сборки аварийного инструмента составляет 240 мин = 0,17 сут.

Трудоемкость спуска аварийной компоновки, можно рассчитать учитывая нормы спуска 300 метров в час и глубину 3190 м., составляет 697 мин = 0,48 сут.

Трудоемкость ловильных работ, учитывая из опыта бурения, составляет 360 мин = 0,25 сут.

Трудоёмкость подъёма аварийной компоновки составляет, из учёта что подъём вести с ограниченной скоростью, то 200 метров в час, а также учитывать, что у нас обсаженный ствол и операции по расхаживанию инструмента убрать из времени, то общее время подъёма составляет 1047 мин = 0,73 сут.

Также в основу стоимости аварийных работ составляет стоимость аварийного оборудования, а также стоимость подрядных организаций

участвующие в ликвидации аварий. Стоимость оборудования указана в таблице 7.

Таблица 7. Расчёт стоимости материалов на проведение работ

Наименование материала, единица измерения	Норма расхода материала, нат. ед.	Цена за единицу, руб./нат.ед.	Стоимость материалов, руб.
Метчик	1 шт	45000	45000
Безопасный переводник	1 шт.	30000	30000

Также нужно учесть стоимость работы подрядной организации в момент ликвидации аварии, стоимость подрядной организации «Ньютексервисес» по проводке скважины и предоставлению телеметрического оборудования и забойных двигателей 250 тысяч в сутки, учитывая, что на ликвидацию аварии затрачено 1,63 сут., то стоимость подрядной организации составляет 407500 руб.

Результаты по расчёту заработной платы представлены в таблице 8.

Таблица 8. Расчёт заработной платы

№ п / п	Наименование категории работников	Численность по штату	Средняя заработная плата одного чел. дня	Фонд з/платы в день	Количество дней проведения работ	Фонд з/платы на весь объём работ
1	Буровая бригада – 10 человек	1	44768	44768	1,63	72971,84
2	Слесарь	2	4018	8036	1,63	13098,68
3	Электромонтёр	2	4018	8036	1,63	13098,68
Итого						99169,2

Страховые взносы определяются согласно установленным Налоговым кодексом РФ.

На основании вышеперечисленных расчётов затрат определяется общая сумма затрат на проведение организационно-технического мероприятия по форме таблицы 9.

Состав затрат	Сумма затрат, руб.
1. Материальные затраты	482500,00
2. Затраты на оплату труда	99169,20
3. Страховые взносы	12891,99
Итого основные расходы	594561,196

На основе проведенных расчетов, можно рассчитать стоимость незапланированных расходов компании, которые не включаются в смету строительства скважины. А также ведут за собой штрафные санкции от заказчика в размере 2% от стоимости строительства скважины, что приведёт к убыткам буровой компании в размере 8 047 314,2 рубля штрафных санкций и 594 561,2 рублей на ликвидацию аварий и в сумме получается 8 641 875,4 рубля.

4. Социальная ответственность

4.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

4.1.1. Специальные правовые нормы трудового законодательства

Специальные (характерные для вахтового метода осуществления работ) правовые нормы трудового законодательства.

Вахтовый метод – особая форма осуществления трудового процесса вне места постоянного проживания работников, когда не может быть обеспечено ежедневное их возвращение к месту постоянного проживания.

Вахтовый метод применяется при значительном удалении места работы от места постоянного проживания работников или места нахождения работодателя в целях сокращения сроков строительства, ремонта или реконструкции объектов производственного, социального и иного назначения в

необжитых, отдаленных районах или районах с особыми природными условиями, а также в целях осуществления иной производственной деятельности.

Работники, привлекаемые к работам вахтовым методом, в период нахождения на объекте производства работ проживают в специально создаваемых работодателем вахтовых поселках, представляющих собой комплекс зданий и сооружений, предназначенных для обеспечения жизнедеятельности указанных работников во время выполнения ими работ и междусменного отдыха, либо в приспособленных для этих целей и оплачиваемых за счет работодателя общежитиях, иных жилых помещениях.

Положения о правах рабочего персонала, осуществляющего деятельность вахтовым методом, прописаны в ТК РФ статья 297 [26].

Работа вахтовым методом характеризуется периодической передислокацией объектов (участков) работ, например, переход к строительству нового объекта, бурению следующей скважины. Максимальная продолжительность рабочей смены – 12 часов.

Перемещение работников в связи с изменением места дислокации объектов (участков) работы не является переводом на другую работу и не требует согласия работников. Направление работника на вахту не является служебной командировкой. Временем вахты считаются периоды выполнения работ и междусменного отдыха на объекте (участке). Применяются нормы главы 47 ТК, об особенностях регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом [26].

При вахтовом методе работники, в отличие от общего правила, предусмотренного статьей 106 ТК РФ [26], ограничиваются в использовании определенных видов времени отдыха по своему усмотрению. Это касается выбора места использования других, кроме междусменного, видов отдыха (междувахтового, отпусков и т.п.) - можно выбирать любое место, кроме вахтового поселка. Данная норма зафиксирована в пункте 3.6 Основных

положений о вахтовом методе организации работ [26]. Она гласит, что проживание в вахтовых поселках вахтового (сменного) персонала в период междувахтового отдыха запрещается.

4.1.2. Организационные мероприятия при компоновке вахтового посёлка

Организация вахтовых поселков, о которых говорится в части 3 статьи 297 ТК РФ [26], отдельно оговорена в нескольких пунктах Основных положений о вахтовом методе организации работ. В частности, предусмотрено следующее:

Вахтовые поселки предназначены для обеспечения жизнедеятельности работников, а также для обслуживания строительной и спецтехники, автотранспорта, хранения запасов товарно-материальных ценностей.

Строительство вахтовых поселков осуществляется по типовым или индивидуальным проектам, включающим генеральный план поселка с привязкой к местности, состав помещений, электро-, водо- и теплоснабжение, почтово-телеграфную связь, схему подъездных путей и взлетно-посадочной полосы, обоснование способа доставки персонала, надлежащей организации питания, отдыха и досуга, медицинского, торгово-бытового и культурного обслуживания проживающих.

Администрация вахтовой организации утверждает внутренний распорядок обслуживания для всех проживающих в поселке с учетом мнения представительного органа работников организации, что обосновано в статьях 190, 372 ТК РФ [26]. Техническое и бытовое обслуживание вахтовых поселков обеспечивается, как правило, соответствующим сменным штатным персоналом.

Проживающие в вахтовых поселках обеспечиваются ежедневным трехразовым горячим питанием за отдельную плату.

Администрация вахтовой организации организует совместно с учреждениями здравоохранения медицинскую помощь коллективу вахтового

поселка, комплектование их медицинским и фармацевтическим персоналом, медикаментами и медоборудованием, обеспечивает эвакуацию заболевших.

4.2.Профессиональная социальная ответственность

4.2.1. Производственная безопасность

В данном пункте анализируются вредные и опасные факторы, которые могут возникать при бурении скважины и ликвидации ГНВП.

Опасные и вредные производственные факторы подразделяются по природе действия на следующие группы: физические, химические, биологические, психофизиологические.

Следует отметить, что степень травмоопасности в бурении скважин является одной из самых высоких в нефтяной и газовой промышленности, что связано как со значительной сложностью и трудоемкостью работ, так и с наличием ряда вредных и опасных факторов на рабочем месте.

Вредные производственные факторы по воздействию на организм работающего человека подразделяют:

- на факторы, приводящие к хроническим заболеваниям, в том числе усугубляющие уже имеющиеся заболевания, за счет длительного относительно низкоинтенсивного воздействия;

- факторы, приводящие к острым заболеваниям (отравлениям, поражениям) или травмам за счет кратковременного (одиночного и/или практически мгновенного) относительно высокоинтенсивного воздействия.

Опасные производственные факторы по воздействию на организм работающего человека подразделяют:

- на факторы, приводящие к смертельным травмам (летальному исходу, смерти);

- факторы, приводящие к несмертельным травмам.

При этом, один и тот же по своей природе неблагоприятный производственный фактор при различных характеристиках воздействия может

оказаться либо вредным, либо опасным, а потому логическая граница между ними условна.

Подробно данные факторы рассмотрены в таблице 10.

Таблица 10. Вредные и опасные факторы, характерные для бурения скважин на суше, в том числе при ликвидации ГНВП

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-2015)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Различные виды работ на буровых установках: работа в насосном блоке; в блоке очистки раствора от шлама; работа на столе ротора при выполнении СПО; работы на столе ротора при бурении; работы на столе ротора при спуске обсадных колонн; работа на площадке верхового при проведении СПО и спуске обсадных колонн.	<p>1. Физические:</p> <p>а. повышенный уровень общей вибрации;</p> <p>б. повышенный уровень шума;</p> <p>с. отсутствие или недостаток необходимого естественного/искусственного освещения.</p> <p>2. Химические:</p> <p>а. через органы дыхания (испарения углеводородов, бурового раствора);</p> <p>б. через кожные покровы (буровой раствор, хим. реагенты).</p> <p>3. Психофизиологические:</p> <p>а. физические перегрузки, связанные с тяжестью трудового процесса;</p> <p>б. нервно-психические перегрузки, связанные с напряженностью трудового процесса.</p>	<p>1. Физические:</p> <p>а. падение твердых, сыпучих, жидких объектов на работающего;</p> <p>б. падение работающего с высоты;</p> <p>с. струи жидкости, воздействующие на организм работающего при соприкосновении с ним;</p> <p>д. движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования.</p> <p>2. Химические:</p> <p>а. через органы дыхания (сероводород);</p> <p>б. через кожные покровы (кислоты, щелочи).</p>	<p>1. ГОСТ 12.0.003-2015 [5]</p> <p>2. ГОСТ 12.1.003-2014 [1]</p> <p>3. ГОСТ 12.1.012-2004 [4]</p> <p>4. Р 2.2.2006-05 [7]</p> <p>5. СанПиН 2.2.4.548-96 [8]</p> <p>6. СП 52.13330.2011 [9]</p> <p>7. ФНиП ПБ «ПБвНГП» [15]</p>
Аварийная ситуация: ликвидация ГНВП.		<p>1. Физические:</p> <p>а. движущиеся (в том числе разлетающиеся) твердые, жидкие или газообразные объекты, наносящие удар по телу;</p> <p>б. ударные волны воздушной среды;</p> <p>с. факторы, связанные с чрезмерно высокой температурой (возгорание).</p>	

4.2.2. Повышенный уровень общей вибрации

Источниками вибрации на буровой установке являются:

Во время бурения: вибросито (наибольший уровень вибрации), дизельные двигатели, буровые насосы, перемешиватели бурового раствора, буровой ротор.

Во время ликвидации ГНВП ко всему перечисленному добавляется работающий дегазатор, а в случае фонтана – вырывающаяся из скважины газо-жидкостная смесь.

Воздействие производственной вибрации на человека вызывает изменения как физиологического, так и функционального состояния организма человека. Изменения в функциональном состоянии организма проявляются в повышении утомляемости, увеличении времени двигательной и зрительной реакции, нарушении вестибулярных реакций и координации движений. Изменения в физиологическом состоянии организма – в развитии нервных заболеваний, нарушении функций сердечно-сосудистой системы, нарушении функций опорно-двигательного аппарата, поражении мышечных тканей и суставов, нарушении функций органов внутренней секреции. Все это приводит к возникновению вибрационной болезни.

Допустимый уровень вибрации регламентируется ГОСТ 12.1.012-2004 [4], ГОСТ 31192.2-2005 [16], а также Приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 24.01.2014 № 33н [14]. Согласно данному Приказу, предельно допустимый уровень (ПДУ) вибрационной нагрузки составляет 112 дБ (общая вибрация) 126 дБ (локальная вибрация). При этом эквивалентные скорректированные значения составляют, соответственно, 80-95дБ общей вибрации и 100-112дБ локальной (на роторной площадке и в блоке ЦСГО). Согласно этим значениям, класс условий труда на буровой будет второй (допустимый).

В качестве средств защиты применяются:

- применения виброизоляции вибрирующих машин относительно основания (амортизационные подушки в соединениях блоков, эластичные прокладки);
- средства индивидуальной защиты рук и ног от вибрации.

4.2.3. Повышенный уровень шума, неблагоприятные характеристики шума

Основными источниками шума на буровой являются: вибросито, дизельные двигатели, буровые насосы, перемешиватели бурового раствора, буровой ротор, компрессорные установки, линии высокого давления.

Во время ликвидации ГНВП также добавляется работающий дегазатор, и в случае фонтана – вырывающаяся из скважины газо-жидкостная смесь.

Шум на рабочем месте оказывает раздражающее влияние на работника, повышает его утомляемость, а при выполнении задач, требующих внимания и сосредоточенности, способен привести к росту ошибок и увеличению продолжительности выполнения задания. Длительное воздействие шума влечет тугоухость работника вплоть до его полной глухоты.

Внезапные шумы высокой интенсивности, даже кратковременные (взрывы, удары и т.п.), могут вызвать как острые нейросенсорные эффекты (головокружение, звон в ушах, снижение слуха), так и физические повреждения (разрыв барабанной перепонки с кровотечением, поражения среднего уха и улитки).

Допустимый уровень шума регламентируется ГОСТ 12.1.003-2014 [1], а также Приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 24.01.2014 № 33н [14]. Согласно данному приказу, ПДУ общего эквивалентного уровня звука не должен превышать 80 дБ. Фактическое значение, по результатам замера на роторной площадке Уралмаш-3Д-86, составляет 83,2 дБ – превышение ПДУ на 3,2 дБ. Таким образом, класс условий труда – 3.1 (вредный). В условия ГНВП уровень шума может достигать 150 дБ и выше.

Меры по минимизации воздействия шума должны включать:

- использование материалов и конструкций, препятствующих распространению шума и вибрации, которая может быть переизлучена в виде шума (кожухи, глушители, другие звукоизоляционные и звукопоглощающие конструкции);
- привлечение к работам лиц, не имеющих медицинских противопоказаний по шуму, и обеспечение прохождения ими регулярных медицинских обследований с применением средств аудиометрии;
- контроль правильности использования средств индивидуальной защиты от шума;
- проведение периодического контроля шума на рабочих местах и организация на основе полученных результатов режима труда, способствующего снижению шумовой нагрузки на работника, а также контроль за его соблюдением;
- проведение послеремонтного и, при необходимости, периодического контроля шумовых характеристик машин;
- составление комплексных программ сохранения слуха работников.

Минимизация воздействия повышенного уровня шума на людей при выполнении работ по ликвидации открытого фонтана возможна при выполнении следующих условий: применение оборудования безлюдных технологий, совершенствование средств индивидуальной защиты органов слуха и разработка переговорных устройств для работ при шуме свыше 150 дБ.

4.2.4. Отсутствие или недостаток необходимого естественного/искусственного освещения

Недостаточная освещенность рабочей зоны вызывает у персонала преждевременную усталость, делает работу менее продуктивной, также способствует ухудшению зрения. Кроме того, при недостаточной освещенности повышается риск получения травм, допущения работниками ошибок, как следствие, возникновения аварийной ситуации.

Нормы освещенности должны соответствовать СП 4156-86 [3]. Общее и комбинированное освещение следует осуществлять в случаях, предусмотренных СНиП 23-05-95 [9].

Согласно СП 4156-86 [3] освещенность рабочих мест персонала при бурении скважин на суше должна соответствовать следующим значениям:

- рабочая площадка – 30 лк;
- роторная площадка – 100 лк;
- площадка верхового рабочего – 30 лк;
- механизм захвата и подъема труб АСП и МСП – 50 лк;
- редуктор (силовое помещение) – 30 лк;
- дизельное помещение – 50 лк;
- глиномешалка, сито, сепаратор – 30 лк;
- маршевые лестницы, переходы желобной системы и т.п. – 10 лк;
- пульт управления ПВО – 75 лк.

При проектировании и эксплуатации искусственного освещения должны быть учтены условия среды (наличие пыли, влаги, агрессивность, взрывоопасность и т.д.).

4.2.5. Химические вредные факторы

Во время работы на буровой установке сотрудники подвергаются воздействию ряда веществ, некоторые из которых могут быть канцерогенными и ядовитыми. В первую очередь, к ним стоит отнести некоторые химические реагенты для приготовления бурового раствора – щелочи, кислоты, бактерициды, реагенты на углеводородной основе.

Также вредным фактором являются газообразные углеводороды в воздухе рабочей зоны, выделяющиеся из выходящего из скважины бурового раствора. Выделения сероводорода и интенсивный выход газо-жидкостной смеси при ГНВП отнесены к опасным факторам.

Действующие и проектируемые объекты, а также производственные процессы, использующие канцерогенные факторы, должны соответствовать требованиям СанПиН 1.2.2353-08 [10], а также ГН 2.2.5.1313-03 [11].

Основным мероприятием является исключение возможности контакта человека с канцерогенными факторами на рабочем месте. В случае невозможности устранения воздействия канцерогенных факторов, организацией принимаются меры по снижению их воздействия на человека, включая установление ПДК или ПДУ с учетом канцерогенного эффекта в соответствии с критериями гигиенических нормативов. Обеспечивается регулярный контроль за их соблюдением.

Работники, принятые на работу, связанную с воздействием канцерогенных факторов, подлежат предварительным (при поступлении на работу) и обязательным периодическим профилактическим медицинским осмотрам в установленном порядке.

Индивидуальными способами защиты являются обязательное использование СИЗ (специальная масло- кислотостойкая одежда, перчатки, сапоги, респираторы, очки), наличие исправных газоанализаторов, обученность персонала по их использованию.

4.2.6. Психофизиологические факторы

Для различных видов труда существуют различные оценки их тяжести. Тяжесть физического труда может быть оценена по нагрузке, приходящейся на мышцы человека. По степени тяжести все физические работы делят на легкие, средней тяжести и тяжелые.

Тяжесть труда должна характеризовать совокупное воздействие всех элементов, составляющих условия труда человека, на работоспособность человека, его здоровье, жизнедеятельность и восстановление рабочей силы. В таком представлении понятие тяжесть труда одинаково применимо как к умственному, так и к физическому труду.

Объективная оценка тяжести труда может быть сделана на основе оценки реакций и изменений в организме человека, то есть на основе функционального состояния человека. Выделяют три функциональных состояния человека: нормальное, граничное (между нормой и патологией) и патологическое. Их можно распознавать с помощью медико-физиологических и техникоэкономических показателей. В соответствии с изложенным установлены шесть категорий условий труда.

Характеристики тяжести труда должны соответствовать ГОСТ 12.1.005-88 [13] и Р 2.2.755-99 [12]. Оценка условий труда по показателям тяжести трудового процесса должна проводиться по Приказу Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 24.01.2014 № 33н [14].

В соответствии с данным Приказом оценивается:

- Физическая динамическая нагрузка - единицы внешней механической работы за рабочий день (смену), кг м;
- Масса поднимаемого и перемещаемого груза вручную, кг;
- Стереотипные рабочие движения, количество за рабочий день (смену), единиц;
- Статическая нагрузка - величина статической нагрузки за рабочий день (смену) при удержании работником груза, приложении усилий, кгс с;
- Перемещения работника в пространстве, обусловленные технологическим процессом, в течение рабочей смены, км.

В дальнейшем делается заключение о соответствии допустимым нормам тяжести трудового процесса, и в случае их несоответствия принимаются меры по изменению рабочего процесса.

4.3. Анализ опасных производственных факторов, возникающие при внедрении объекта исследования, обоснование мероприятий по защите персонала от их действия

Анализ опасных факторов, которые может создать объект исследования.

Падение твердых, сыпучих, жидких объектов на работающего, падение работающего с высоты.

При работе на буровой установке активно используется работа крановой техники, лебедки, перемещение тяжелых грузов. Кроме того, значительная часть работы проводится на высоте – роторная площадка, стеллажи, площадка верхового и др. При этом рабочие постоянно подвергаются риску получения травм при падении с высоты и падению на них различных грузов.

Наиболее опасными представляются следующие работы:

- приготовление бурового раствора (перемещение крановой техникой мешков с хим. реагентами до тонны весом);
- укладка бурильного инструмента и обсадных труб на приемные мостки;
- работа на площадке верхового;
- падение различных предметов с высоты.

Для предотвращения получения травм и минимизации рисков необходимо строго следовать инструкциям ФНиП ПБВНГП [15]. Наиболее важные из них:

- Рабочие площадки и площадки обслуживания, расположенные на высоте, должны иметь настил, выполненный из металлических листов с поверхностью, исключающей возможность скольжения;
- Работы, связанные с опасностью падения работающего с высоты, должны проводиться с применением предохранительного пояса;
- Применяемые крепления всех приспособлений и устройств, устанавливаемых на вышках, должны исключать их самопроизвольное раскрепление и падение;
- Металлический пол люльки верхового рабочего должен быть рассчитан на нагрузку не менее 130 кгс и иметь перильное ограждение со сплошной обшивкой до пола. Высота перильного ограждения должна быть не менее 1 м. Люлька должна быть застрахована от падения.

Струи жидкости, воздействующие на организм работающего при соприкосновении с ним.

Данный фактор может оказаться травмоопасным при нарушении целостности линий высокого давления. К таковым относятся: линия манифольда, нагнетательные трубопроводы от агрегатов ЦА-320, шланги высокого давления.

Для предотвращения травмоопасных ситуаций необходимо строго следовать требованиям ФНиП ПБвНГП [15] и ИПОТ 189-2008 [18].

При этом наибольшую опасность данный фактор представляет при ликвидации ГНВП, а именно выброса. При этом давления в блоке дросселирования и аварийных линиях достигает огромных значений (при неверно принятых решениях при глушении – до двукратного пластового). Для предотвращения травм при разрушении линий необходимо строго следовать разработанному компанией плану по ликвидации аварий (ПЛА), кроме того, противовыбросовое оборудования должно быть опрессовано на соответствующие давления, а также линии блока дросселирования, задвижки и шаровые краны.

4.3.1. Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования

Одной из наиболее распространённых причин получения травм на буровой является контакт с движущимися машинами и механизмами, такими как: приводные ремни буровых насосов, крюкоблок, роторный стол и др.

Для того чтобы минимизировать вероятность получения травм от взаимодействия с движущимися элементами оборудования, необходимо строго выполнять инструкции и требования ФНиП ПБвНГП [15]. Основные из них:

- Запрещается находиться под элеватором при проведении спускоподъемных операций;
- Запрещается проводить какие-либо действия с манифольдом высокого давления при наличии остаточного давления в системе;

- Запрещается откручивать/наворачивать бурильные трубы при помощи вращения ротора

4.3.2. Химические факторы

Химические факторы – поражение через органы дыхания и кожные покровы.

Наибольшую опасность в данном случае представляет выбросы сероводорода из скважины.

Сероводород (H_2S) – сильный нервнопаралитический яд, газ без цвета с запахом тухлых яиц, тяжелее воздуха, поэтому скапливается в низких непроветриваемых местах. ПДК = 10 мг/м³, ПВК = 4,3 – 45,5%. При концентрации 500 мг/м³ в течении 15 минут – головокружение, головная боль, тошнота. После 30 минут – потеря сознания, вероятная смерть.

Для защиты от сероводорода необходимо использовать дыхательные аппараты сжатого воздуха, шланговые противогазы с принудительной подачей воздуха или противогазы с постоянным расходом воздуха. На случай эвакуации применяются респираторы фильтрующего типа с носовым зажимом, которые предназначены только для быстрого покидания зоны выброса.

Профилактические меры должны включать в себя: использование индивидуальных газоанализаторов с порогом срабатывания не ниже концентрации 10 мг/м³; обязательный замер концентрации H_2S в замкнутых пространствах; при концентрации $H_2S > 10\%$ ПДК вход только с дыхательным аппаратом; вход запрещен при концентрации H_2S больше предела краткосрочного воздействия (15 мг/м³).

Кроме того, возможно получение травм при установке кислотных ванн и работе с щелочными реагентами. Основным мероприятием является исключение возможности контакта человека с опасными реагентами, применение СИЗ. Необходимо строго выполнять инструкции и требования ФНиП ПБвНГП [15].

4.3.3. Дополнительные опасные факторы при ликвидации ГНВП

При ликвидации ГНВП, особенно открытых фонтанов, возникают дополнительные опасные факторы, действующие на находящихся рядом людей. К ним можно отнести:

- а. движущиеся (в том числе разлетающиеся) твердые, жидкие или газообразные объекты, наносящие удар по телу;
- б. ударные волны воздушной среды;
- с. факторы, связанные с чрезмерно высокой температурой (возгорание).

При возникновении открытого фонтана возможен вылет с большой скоростью из устья скважины кусков породы, разрушение устьевого оборудования, выброс из скважины колонны бурильных труб. Кроме того, возможно возгорание газо-жидкостной смеси, выбрасываемой из скважины, и, как следствие, возникновение гигантского фонтана горящего газа и полное разрушение буровой установки.

Для предотвращения этого необходимо принятие комплексных мер по безопасности при ликвидации открытого фонтана. А именно:

1. Останавливаются двигатели внутреннего сгорания.
2. Отключаются силовые линии, освещение. Отключение электроэнергии производится за пределами загазованной зоны.
3. Тушатся технические и бытовые топки.
4. На территории, которая может быть загазованной, запрещается производство сварочных работ, курение и другие действия, ведущие к возникновению искры.
5. Запрещается движение транспорта на территории, прилегающей к фонтанирующей скважине, для чего выставляет запрещающие знаки и посты охраны.
6. При необходимости принимаются меры по предотвращению растекания нефти, устанавливает наблюдение за возможным возникновением грифонов вокруг скважины.

7. Дальнейшие работы проводятся под руководством противобомбовой службы.

4.4. Экологическая безопасность

4.4.1. Анализ влияния процесса объекта исследования на окружающую среду

При строительстве скважин основной вред окружающей среде наносится при загрязнении почв и вод отходами бурения, такими как буровые сточные воды, отработанный буровой раствор, разлив нефти при ГНВП. Также выброс в атмосферу выхлопных газов дизельных силовых приводов и задействованной автомобильной техники.

При производственном контроле за деятельностью по сбору, использованию, обезвреживанию, транспортировке, размещению опасных отходов следует руководствоваться ФЗ №7 от 10.01.2002 [19] и ФЗ №89 от 24.06.1998 [20].

4.4.2. Анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы).

Основными источниками загрязнения атмосферы при бурении скважины являются выхлопные газы дизельных силовых приводов и задействованной автомобильной техники.

Контроль за выбросами загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных и передвижных источников осуществляется расчетными и инструментальными методами. При этом предприятие должно руководствоваться ГН 2.2.5.1313-03 [11].

При превышении установленных нормативов выбросов загрязняющих веществ, для контролируемого источника выясняются причины и разрабатываются рекомендации по устранению сверхлимитного выброса. При эксплуатации автотранспортных средств должно быть обеспечено выполнение экологических требований, которые в первую очередь включают соответствие

или несоответствие техническим нормативам выбросов вредных веществ в атмосферу, установленными соответствующими стандартами.

При контроле соблюдения предельно допустимых выбросов (ПДВ) и лимитов выбросов основными должны быть прямые методы, использующие измерения концентрации вредных веществ и объемов газовой смеси после газоочистных установок или в местах непосредственного выделения веществ в атмосферу. При контроле соблюдения ПДВ выбросы вредных веществ определяют за период 20 мин, к которому относятся максимальные разовые ПДК, а также в среднем за сутки, месяц и год. Если продолжительность выбрасывания вредных веществ в атмосферу меньше 20 мин, контроль производят по полному выбросу вредного вещества за это время.

В отдельные периоды, когда метеорологические условия способствуют накоплению вредных веществ в приземном слое атмосферы, концентрации примесей в воздухе могут резко возрасти. Чтобы в эти периоды не допускать возникновения высокого уровня загрязнения района расположения, предприятие переходит на кратковременный сокращенный выброс загрязняющих веществ.

Мероприятия по сокращению выбросов, оформленные в виде таблиц и пояснительной записки, должны быть разработаны предприятием и приведены в Проекте нормативов предельно допустимых выбросов загрязняющих веществ.

4.4.3. Анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы).

При бурении скважин на суше, основными источниками загрязнения гидросферы являются буровые сточные воды, отработанный буровой раствор.

Предприятие, осуществляющее бурение скважины, обязано руководствоваться ГОСТ 17.1.3.12-86 [23], СанПиН 2.1.5.980-00 [22]. Согласно данным нормативным актам, производственные, хозяйственно-бытовые, сточные воды от промывки технологического оборудования и тары из-под химических реагентов, а также буровые сточные воды после соответствующей

очистки и обработки следует использовать повторно. При невозможности повторного использования сточных вод допускается сброс их в водные объекты после очистки на очистных сооружениях в соответствии с нормативами, установленными правилами охраны поверхностных вод от загрязнения сточными водами.

При наличии в разрезе скважины проницаемых горизонтов, содержащих пресные воды, которые могут быть использованы как источник хозяйственно-питьевого водоснабжения, химические реагенты, применяемые для приготовления бурового раствора должны быть согласованы с органами Росприроднадзора.

Места размещения емкостей для хранения горючесмазочных материалов, бурового раствора, сбора производственных и бытовых отходов, сточных вод и шлама должны быть обвалованы и гидроизолированы до начала буровых работ. Сыпучие материалы и химические реагенты должны храниться в закрытых помещениях или на огражденных площадках, возвышающихся над уровнем земли, с гидроизолированным настилом и снабженных навесом. Хранение бурового раствора осуществляют в емкостях, исключаяющих его утечку.

4.4.4. Анализ воздействия объекта на литосферу (отходы).

Основным источником загрязнения литосферы являются отходы бурения в виде буровых сточных вод, отработанного бурового раствора и шлама.

Предприятие, осуществляющее бурение скважины, обязано регулярно проводить инвентаризацию отходов и объектов их размещения, проводить мониторинг состояния окружающей среды на территориях объектов размещения отходов, соблюдать экологические, санитарные и иные требования, установленные законодательством РФ. При превышении установленных лимитов отходов выясняются причины и разрабатываются рекомендации по устранению сверхлимитного образования отходов.

Инструментальный контроль проводится на производственных участках предприятия в присутствии ответственного должностного лица за соблюдение норм и правил сбора, учета и временного хранения отходов на эксплуатируемых производственных площадках.

При эксплуатации производственных объектов должно быть обеспечено выполнение экологических требований, которые в первую очередь включают соответствие или несоответствие техническим нормативам в области обращения с опасными отходами, установленными соответствующими стандартами. На предприятии в целях соблюдения техники безопасности при обращении с опасными отходами, должны быть разработаны и введены в действие инструкции по обращению с опасными отходами. На предприятии должен осуществляться селективный сбор и хранение отходов с целью обеспечения их безопасного размещения, переработки, либо рационального использования в качестве вторичного сырья. Временное хранение отходов на территории производственных площадок производится в соответствии с требованиями, предусмотренными СанПиН 2.1.7.1322-03 [21].

4.5.Безопасность в чрезвычайных ситуациях

4.5.1. Разработка превентивных мер по предупреждению ГНВП

Газонефтеводопроявления при строительстве скважины являются осложнением технологического процесса, которое может повлечь за собой аварийную ситуацию с риском ущерба здоровью людей или окружающей природной среде, а также значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности.

Предприятию, осуществляющему бурение скважины, следует осуществлять превентивные меры по предупреждению возникновения ГНВП, к которым относятся:

- обучение персонала, задействованного при строительстве скважины, управлению скважиной при ГНВП;
- обеспечение исправности ПВО, блока дросселирования, своевременная опрессовка их на соответствующие давления;
- обеспечение соблюдения технологических параметров бурения скважины, постоянный контроль процесса бурения;
- разработка ПЛА и следование ему.

Предприятию следует руководствоваться ФНиП ПБвНГП [15] и РД 08-254-98 [25] при предупреждении и ликвидации ГНВП.

Первоочередные действия в случае ЧС и ликвидация ГНВП, открытых газовых и нефтяных фонтанов.

При обнаружении газонефтеводопроявлений буровая вахта обязана загерметизировать устье скважины, канал бурильных труб, информировать об этом руководство бурового предприятия, противофонтанной службы и действовать в соответствии с планом по ликвидации проявления. После закрытия превенторов при нефтегазоводопроявлении необходимо установить наблюдение за возможным возникновением грифонов вокруг устья скважины.

В случае возникновения открытого фонтана ответственное лицо, находящееся на аварийном объекте, должно оповестить об этом руководство предприятия и противофонтанное профессиональное подразделение. Ответные меры должны соответствовать плану действий на объекте в условии ЧС.

Необходимо подготовить коллективные спасательные средства и индивидуальные средства защиты к эвакуации персонала.

Для разработки организационно-технических мероприятий и проведения работ по ликвидации открытого фонтана приказом по предприятию, а при необходимости и вышестоящей организацией должен быть создан штаб, несущий ответственность за состояние и результаты проведения этих работ.

Запрещается нахождение лиц, не связанных с работами по ликвидации открытого фонтана, на аварийном объекте. В процессе ликвидации открытого

фонтана необходимо принимать все меры против скопления у устья фонтанирующей скважины и прилегающей территории продуктов фонтанирования скважины (нефти, конденсата). Работы по тушению горящих фонтанов должны осуществляться в соответствии ППБО-85 [24].

Заключение

Данная работа посвящена анализу и систематизации существующих методов предупреждения осложнений в процессе бурения и разработке рекомендаций по использованию данных технических, технологических и организационных мер.

В работе рассмотрены стандартные методы предупреждения осложнений, которые универсальны и с легко применимы, а также современное оборудование и технологии в области борьбы с осложнениями.

Составлена классификация технических, технологических и организационным средств предупреждения осложнений и выделены самые перспективные и универсальные в применении.

В разделе социальной ответственности рассмотрены опасные и вредные факторы при выполнении буровых работ, в том числе ликвидации ГНВП, и мероприятия по их устранению, приведен анализ экологической безопасности, а также безопасности в чрезвычайных ситуациях. Приведены ссылки на нормативные документы.

Список литературы

1. Курочкин Б.М. Техника и технология ликвидации осложнений при бурении и капитальном ремонте скважин / ОАО «ВНИИОЭНГ» – М., 2007. – Ч. 1. – 598 с.
2. Кашников Ю.Л., Ашихмин С.Г. Механика горных пород при разработке месторождений углеводородного сырья. – М.: Недра, 2007.
3. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин: учеб. пособие для вузов / ООО «Недра-Бизнесцентр». – М., 2000. – 677 с.
4. Ганджумян Р.А., Калинин А.Г., Никитин Б.А. Инженерные расчеты при бурении глубоких скважин: справ. пособие / под ред. А.Г. Калинина. – М.: Недра, 2000. – 489 с.
5. Ашрафьян М.О. Технология разобщения пластов в осложненных условиях. – М.: Недра, 1989. – 228 с.
6. Пустовойтенко И.П., Сельващук А.П. Справочник мастера по сложным буровым работам. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1983. – 248 с.
7. Долгих Л.Н. Крепление, испытание и освоение нефтяных и газовых скважин: учеб. пособие [Электронный ресурс]. – Пермь: Изд-во Перм. гос. техн. ун-та, 2009. – 1 электрон. опт. диск.
8. Пустовойтенко И.П., Сельващук А.П. Краткий справочник мастера по сложным буровым работам. – М.: Недра, 1971. – 232 с.
9. Ясов В.Г., Иыслюк М.А. Осложнения в бурении: справ. пособие. – М.: Недра, 1991. – 334 с.
10. Справочник инженера по бурению: в 2 т. / под ред. В.И. Мищевича, Н.А. Сидорова. – М.: Недра, 1973. – Т. 2. – 376 с.
11. Городнов В.Д. Физико-химические методы предупреждения осложнений в бурении. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1984. – 229 с.

12. Булатов А.И., Долгов С.В. Спутник буровика: справ. пособие: в 2 кн. / ООО «Недра-Бизнесцентр». – М., 2006. – Кн. 1. – 379 с.
13. Булатов А.И., Долгов С.В. Спутник буровика: справ. пособие: в 2 кн. / ООО «Недра-Бизнесцентр». – М., 2006. – Кн. 2. – 534 с.
14. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Бурение нефтяных и газовых скважин: учеб. пособие для вузов / ООО «Недра-Бизнесцентр». – М., 2002. – 632 с.
15. Кудряшов Б.Б., Яковлев А.М. Бурение скважин в осложненных условиях: учеб. пособие для вузов. – М.: Недра, 1987. – 269 с.
16. Литвиненко В.С., Калинин А.Г. Основы бурения нефтяных и газовых скважин: учеб. пособие. – М.: ЦентрЛитНефтеГаз, 2009. – 544 с. – (Сер. Золотой фонд Российской нефтегазовой литературы.)
17. Осипо П.Ф. Расчет бурильных колонн: учеб. пособие. – Пермь: Изд-во Перм. гос. техн. ун-та, 2008. – 93 с.
18. Элияшевский И.В., Сторонский М.Н., Орсуляк Я.М. Типовые задачи и расчеты в бурении: учеб. пособие для техникумов. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1982. – 296 с.
19. Бабаян Э.В. Технология управления скважиной при газонефтеводопроявлениях. – Краснодар: Совет. Кубань, 2006. – 154 с. 21. Вадецкий Ю.В. Бурение нефтяных и газовых скважин. – М.: Недра, 1978. – 465с.
20. Абатуров В.Г. Бурение в сложных геологических условиях: курс лекций / Ин-т нефти и газа ТюмГНГУ. – Тюмень, 2003.
21. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности – СПб.: БиС, 2003.
22. Крылов В.И. Изоляция поглощающих пластов в глубоких скважинах. – М.: Недра, 1998. – 304 с.
23. Подгорнов М.И., Пустовойтенко И.П. Ловильный инструмент: учеб. пособие для рабочих. – М.: Недра, 1984. – 148 с.

24. Шевцов В.Д. Предупреждение газопроявлений и выбросов при бурении глубоких скважин. – М.: Недра, 1988. – 200 с.
25. Кемп Г. Ловильные работы в нефтяных скважинах. Техника и технологии / пер. с англ. Г.П. Шульженко. – М.: Недра, 1990. – 96 с.
26. Логанов Ю.Д., Соболевский В.В., Симонов В.М. Открытые фонтаны и борьба с ними: справ. – М.: Недра, 1991. – 189 с.
27. Блохин О.А., Иогансен К.В., Рымчук Д.В. Предупреждение возникновения и безопасная ликвидация открытых газовых фонтанов. – М.: Недра, 1991.
28. Иванов В.М. Предупреждение аварий при бурении глубоких скважин на нефть и газ: учеб. пособие / Учеб.-метод. кабинет МПР РФ. – 2 изд. – М., 1998.

Приложение

(справочное)

Drilling Problems Forecast System Based on Neural Network

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ92	Айдушев Владислав Олегович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД ИШПР	Ковалёв Артём Владимирович	Кандидат технических наук		

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гутарева Надежда	Кандидат		

ОИЯ ШБИП	Юрьевна	педагогических наук		
-------------	---------	------------------------	--	--

Introduction

Well construction accounts for over 40% of all investments in oil and gas production. The vector of oil and gas drilling is shifting towards complex objects and deep sea depths. Well construction leads to disruption of the natural thermodynamic and stress-strain state of rocks. Wells are the main part of fixed assets in the developed oil and gas fields. The cost of drilling wells tends to rise, and drilling complications are becoming increasingly undesirable. Reducing the loss of drilling time to eliminate complications and their consequences is one of the possibilities for increasing the productive drilling time, including through the use of automated systems for preventing complications and emergencies during well construction using artificial intelligence and machine learning methods.

In the process of well construction, for reasons related to natural and man-made factors, various complications and accidents arise. Complication should be understood as the difficulty in deepening the well caused by violations in the well structure, the causes of which are various natural and man-made factors. Complications that arise are traditionally considered expected factors. To prevent them, a well-established complex of technological methods is provided. For various reasons, violations of the technological process of well construction often become accidents. Accident - a sudden general or partial damage to equipment, wells, structures, various devices, accompanied by a disruption of the production process, loss of mobility of the pipe string or its breakage with the abandonment of pipe string elements in the well, as well as various objects or tools, which require special work to be removed. It is much easier to eliminate the complication at an early stage of its development. One complication entails another, and such a chain of complications makes it difficult to eliminate them. At the same time, the main types of complications are: sticking of the drill string as a result of talus and collapse of

unstable rocks, narrowing of the wellbore by crumbling rocks; absorption of drilling mud, gas-oil-water showings and brine showings. The share of major complications is more than 85% of the total number of recorded complications; at the same time, in the annual balance of non-productive costs, the share of costs for their elimination is from 5 to 25% of the cost of well construction.

The most significant investment of time is spent on dealing with complications associated with the violation of the integrity of the wellbore, which are noted during the entire deepening of the well. The variety of causes of this type of complications and their relationship requires a whole range of measures to prevent them (Aldamzharov, 2017) [3]. Most of the reasons act in a differentiated manner, that is, they are the result of not one, but several types of geological complications. The alternating loads experienced by the drill pipe string and its elements during drilling are largely transferred to the near-wellbore space, thereby contributing to the loss of stability of the wellbore, cavity and groove formation, curvature of the well path and destruction of the core.

Among the accidents, the main place is occupied by the sticking of the drilling tool due to the effect of pressure drop in the zone of permeable rocks and jamming of the drill pipe string, as well as casing strings collapse due to the plastic flow of rocks.

According to statistics, stuck-pipe or sticking account 37% of the total number of complications. The time spent on their elimination is almost 50% of the total time to deal with complications. According to world statistics, up to 40% of kick or gas-oil-water occurrence during drilling in difficult conditions are associated with problems of wellbore stability. Complications associated with the stability of the borehole walls can lead to gas-oil-water occurrence, loss of circulation, collapses, sticking, loss of tools and equipment, as well as the need to re-drill the well. The success of the application of technologies for the elimination of kick or gas-oil-water occurrence is less than 30%.

Loss of drilling fluid is associated with the flow of drilling fluid from the wellbore into the rock formation. Elimination of complications in the form of absorption depends on the method of assessing the causes of absorption and the choice of the most appropriate way to eliminate them. Various types of chemical agents are used to eliminate the loss of drilling fluid: swellable chemical agents, hydrogel fillers, low-density chemical solutions, bridging agents, bridging agents. There are three types of complications of loss of drilling fluid: natural open cracks in the rock; man-made cracks, which were created due to the pressure of the drilling fluid on the rock matrix; natural large caverns formed in the process of rock leaching and possessing structural strength.

Drilling companies are facing complications in the form of "loss circulation" in all oil and gas provinces in Russia and the world. Catastrophic losses during well construction in Eastern Siberia are associated with the Triassic, Carboniferous, Even and Angarsk formations and are associated with the opening of structural cavities, in which many-meter holes are observed during drilling. The probability of opening the zone of partial or catastrophic "loss circulation" is approximately 80%. The use of conventional methods of prevention of losses (drilling with low-density muds, the use of bridging agents, bridging agents, fibrous and flake fillers) has shown to be ineffective. The main types of complications lead to long, costly downtime and significant financial costs for their elimination and elimination.

In recent years, a number of works have been published on the creation of automated systems for preventing complications during well drilling [12] (Eremin et al., 2020). The introduction of automated systems for preventing complications during drilling can significantly increase such an indicator of drilling efficiency as productive drilling time from 30 to 45%. Arnaout et al. (2013) presented an intelligent model for data quality control in real-time operating centers [8]. Macpherson et al. (2013) described current state, initiatives and potential impact of drilling automation systems on the efficiency of well construction [18]. Peng et al. (2014) described a real-time warning system for identifying drilling accidents. Lind

and Kabirova (2014) presented the artificial neural networks for drilling troubles prediction [17]. Unrau et al. (2017) described machine learning algorithms applied to detection of well control events. Noshi and Schubert (2018) described data mining algorithms and industry applications from a predictive analytics standpoint using supervised and unsupervised advanced analytics algorithms to identify hidden patterns and help mitigate drilling challenges [24]. Antipova et al. (2019) developed the machine learning model for the drilling accidents prediction based on gradient boosting decision trees [7]. Rodrigues et al. (2020) presented real time drilling problem detection software in deepwater environments.

Below are works devoted to the multicriteria analysis of pipe sticking during drilling and the use of artificial intelligence methods to prevent them. Hempkins et al. (1987) performed the multivariate statistical analysis of stuck drill pipe situations [15]. Weakley (1990) analyzed 600 wells from the Gulf Coast differential and mechanical sticking. Miri et al. (2007) developed artificial neural networks to predict differential pipe sticking in Iranian offshore oil fields [20]. Murillo et al. (2009) presented a study of the application of the concepts of fuzzy logic to the problem of differentially stuck pipe [22]. Jahanbakhshi et al. (2012, 2014) developed a novel support-vector machine approach to predict a differential pipe sticking occurrence in horizontal and sidetracked wells in Iranian offshore oil fields. Naraghi et al. (2013) described the prediction method for drilling pipe sticking by using active learning method [23]. Goebel et al. (2014) invented the method and system for predicting a drill string stuck pipe event [14]. Ferreira et al. (2015) developed automated decision support and expert collaboration system to avoid stuck pipe and improve drilling operations in offshore Brazil subsalt well [13]. Salminen et al. (2017) described a real-time method for stuck-pipe prediction by using automated modeling and data analysis. Zhang et al. (2019) developed a novel method for real time stuck pipe prediction by using a combination of physics-based model and data analytics approach. Alshaikh et al. (2019) described the machine learning method for detecting stuck pipe incidents based on data analytics and models evaluation [6].

Shaker and Reynolds (2020) described kicks and blowouts prediction before and during drilling in the over-pressured sediments.

In the last two years, research and development work on the creation of automated systems for preventing complications such as "loss circulation" has intensified. Moazzeni et al. (2010) described Virtual Intelligence method to predict the Lost Circulation in One of Iranian Oilfields [21]. Jahanbakhshi et al. (2014) presented artificial neural network-based for prediction and geomechanical analysis of lost circulation in naturally fractured reservoirs [16]. Al-Hameedi et al. (2018) described Machine Learning approach to Predict Lost Circulation in the Rumaila Field, Iraq [4]. Alkinani et al. (2019) described Prediction method of Lost Circulation Prior to Drilling for Induced Fractures Formations Using Artificial Neural Networks [5]. Hou et al. (2019) presented Automatic Gas Influxes Detection system in Offshore Drilling Based on Machine Learning Technology. Geng et al. (2019) described the seismic-based risk system to predict the lost circulation using machine learning. Abbas et al. (2019) described implementing artificial neural networks and support vector machines to predict lost circulation [1]. Sabah et al. (2019) described application of decision tree, artificial neural networks, and adaptive neuro-fuzzy inference system to predict lost circulation. Abbas et al. (2020) presented two different techniques of artificial intelligence (radial basis function and support vector machine) to predict the lost circulation zones in real time. Hou et al. (2020) described one of the first attempts to predict lost circulation using data-analytics and artificial intelligence while well drilling in South China Sea.

The following articles construct systems for detecting kick troubles based on statistical tools and machine learning technologies. Wylie and Visram (1990) evaluated the probabilities of kick occurrence for land wells in Alberta, Canada. Adams et al. (1993) described kick volumes for the development and exploratory wells of BP [2]. Tallin et al. (2000) estimated probability occurrence of kicks and their magnitude for exploratory wells in Sultanate of Oman. Dedenuola et al. (2003) developed a comprehensive stochastic kick model using data from Shell wells at the

Niger Delta [10]. Mason and Chandrasekhar (2005) developed probabilistic models for kick volume, and intensity using data from various wells around the world [19]. Yin et al. (2019) described intelligent early kick detection system in ultra-deepwater High-Temperature High-Pressure (HPHT) wells based on Big data technology. Yang et al. (2019) presented advanced real-time gas kick detection using machine learning technology.

Timely forecasting and prevention of complications is an extremely important and urgent task that requires the use of modern engineering methods and approaches. To achieve the set goals, it is necessary to solve the following key tasks:

1. Development of a classification of complications and pre-emergency situations during the construction of oil and gas wells for the use of machine learning technologies and artificial neural networks.
2. Simulation of the selected complications on a drilling simulator for the purpose of training the neural network.
3. Analysis of the results of the neural network algorithms for predicting complications and pre-emergency situations.

Classification of complications

World experience shows that practically the construction of all wells is accompanied by complications of various types and nature. Complications in the drilling of oil and gas wells include disruptions in the continuity of the technological process of well construction in compliance with the technical design and the rules for accident-free drilling operations, caused by the mining and geological conditions of the rocks being penetrated. The main types of complications are: absorption of drilling flushing and grouting solutions, kick or gas-oil-water occurrence, talus and collapse of unstable rocks, brine showdown. The key complications during the construction of wells in permafrost are: thawing (destruction) of frozen well walls; the occurrence of rock falls; poor quality cementing of wells in the permafrost strata; collapse of casing pipes [26] (Podgornov and Efimenko, 2017). The main factors

affecting the manifestations of complications during well construction are given below.

Geological factors: thermobaric conditions in the well (increased reservoir temperature, reservoirs with abnormally high reservoir pressure and anomalously low reservoir pressure, complicated intervals), tectonic disturbances, reservoir properties and the degree of its heterogeneity, the position of productive layers in relation to the bottom and reservoir waters. Technical and technological factors: wellbore condition (intervals of manifestations and losses, vugs, borehole curvature and kinks, filter cake thickness); the quality of information based on the results of geophysical studies of wells, the design of the casing and the composition of the technological equipment (gap size, length and diameter of the columns, arrangement of technological equipment); drilling mud materials (composition, physical and mechanical properties, corrosion resistance); technological parameters of cementing (volume and type of spacer fluid, upward flow rate, reciprocation and rotation of columns); the level of technical equipment of the cementing process.

Organizational factors: skill level of the members of the drilling crew; the degree of compliance of the drilling process with the technological regulations for well construction.

For the application of models based on neural network algorithms, a method for classifying complications and accidents in drilling was developed. All complications and accidents were divided into three classes, depending on the possibility of using neural network algorithms:

1. Complications and accidents, for the detection of which it is possible to use neural networks;
2. Complications and accidents, the detection of which requires a longer training on the data of a specific section and / or manual input of additional data at a given frequency;
3. Complications and accidents, for the detection of which it is impossible to use neural networks

Possibilities of using neural network algorithms for different types of accidents and complications are presented in Table 1.

Table 1—Application of neural network algorithms for different types of accidents and complications

Complication / accident	Recorded sign of complication / accident	The nature of the change in the complication / accident sign	The possibility of using a neural network to prevent an accident / complication (1 - possible; 0 - impossible; 0.5 - requires longer training on the data of a particular zone and / or manual input of additional data)
Instable hole	Pump pressure	Sudden increase	1
	Cutting transport	Increase the shape, size and amount of cuttings	0,5
	Impossible to tag bottom	Hookload reduction when lower down	1
	Hookload	Hookload increase during hoist up and reduce during the lower down beyond the allowable intervals	1
Swelling	Hookload	Hookload increase during hoist up and reduce during the lower down beyond the allowable intervals	1
	Impossible to tag bottom	Hookload reduction when lower down	1
	Hoolload	Sudden decrease	1
Key-seating	Tight holes and drags	Hookload increase during hoist up and reduce during the lower down beyond the allowable intervals	1
Drilling fluid loss	Drilling fluid flow out	Drilling fluid flow out is less than flow in	1
	Mud level in active tanks	Decrease	1
Water, oil and gas influx	Mud flow rate out of the well	Drilling fluid flow out is higher than flow in including overflow with pumps stopped	1
	Mud level in active tanks	Increase	1
	Gas content	Increase in drilling, increase	1

		when circulation is restored	
	Volume in trip tank	Increase compared to the estimated volume of drilling fluid, during hoist up operation	1
	Pump pressure	Decrease	1
	Rate of penetration	Increase	1
	Rotary torque	Increase	1
	Drilling cuttings size	Increase	0,5
	Drilling fluid outlet temperature	Decrease	1
	d-exponent	Decrease	1
Balling	Shape and size of cuttings	Dense cuttings and pieces of filter cake	0,5
	Flow rate of drilling mud	Drilling mud overflow at the wellhead while POOH	1
	Pump pressure	Increase	1
	Hookload	Decrease	1
	Rate of penetration	Decrease	1
Accidents with drill string elements	Hookload	Decrease	0
	Pump pressure	Decrease	0
Drill string and casing sticking	Difference in drill string weight and hook load	Decrement while POOH, increment while RIH	1
Sticking with cuttings	Torque	Increase	1
	Axial weight while POOH	Increase	1
	Pump pressure	Increase	1
	The amount of cuttings in shale shakers	Decrease	0
Stuck with instable hole	Torque	Increase	1
	Axial weight while POOH	Increase	1
	Axial weight while RIH	Decrease	1
	Pump pressure	Increase	1
Differential sticking	Difference in drill string weight and hook load	Decrement while POOH, increment while RIH	1
	Inability to rotate the drill strings	Increment to the maximum allowable	1
Stuck with metal debris	Torque	Unexpected and fickle vibrations	0
	Hookload	Unexpected and fickle vibrations	0
	Tools or equipment on the rig site	Absence	0
Bit accidents	Rate of penetration	Drop	0
	Torque	Abrupt change	0

Based on the results of the analysis of accidents and complications during the construction of oil and gas wells, a method for classifying complications and

accidents according to the degree of applicability of neural networks is substantiated. It was decided to carry out further studies for the following selected complications: kick or gas-oil-water occurrence; loss circulation; sticking of the drill string due to accumulation of cuttings in the deviated section of the well.

Planning an experiment on a drilling simulator

One of the difficulties in using neural network algorithms to prevent complications is the need for preliminary training of this algorithm. Tens and hundreds of examples are usually required for training. There are not so many complications in drilling wells, but their elimination takes a lot of time. The limited number of complications occurring in really wells in comparison with the time of standard drilling dictates the need to use full-scale drilling simulators for their simulation.

The small number of complications that actually occur during drilling is not sufficient for proper training of the neural network. The neural network must recognize quite rare events, but the cost of each error can be very high. A drilling simulator was used to fill the gap in the number of emergencies. The full-scale drilling simulator DrillSim-5000 allows you to simulate all types of work that are performed on a drilling rig, including technologies to prevent complications and accidents during well construction. The main feature of the simulator in comparison with a really well is the ability to simulate various complications in an amount sufficient for training a neural network.

Simulators have been used for many years for preliminary preparation for drilling a really well, for training drilling crews, and for developing contingency plans. Paper Blikra et al. (2014) describes how the simulator allowed the engineering team to refine the drilling program prior to operations [9]. The Managed pressure drilling (MPD) system and various contingency options were tested. Drilling contractor, operator and Managed pressure drilling (MPD) contractor agreed on the

sequence of work, communication methods and best practices before starting work. Decision trees have been updated. In article Rommetveit et al. (2007) describes how the simulator is used to simulate and analyze real data from the rig. The simulator has the ability to visualize the real drilling process and a decision support system. Tang et al. (2016), Odegard et al. (2013) presented virtual well simulator used to predict complications such as stuck-pipe or sticking, loss circulation, kick or gas-oil-water occurrence, and many others [25]. The functionality of the DrillSim-5000 simulator allows you to make a well model as close as possible to the actually drilled well. To build such models, wells drilled in the Volve field were analyzed. The analysis of the well trajectories showed that out of 10 wells for which detailed data are available, 4 wells have a tangential profile, 3 wells have a j-profile, 2 wells have an s-profile and one well is vertical. The side trunks are also built according to one of the listed profiles. All profile types used on Volve were taken into account when planning the experiment. In the course of work on the project, a model of the well was built for the Volve 15/9-F-10 field during the production casing drilling phase. The main parameters of the well are as follows:

Messured depth / True vertical depth: 2620/2295 meters.

Intermediate column diameter: 508 mm.

Depth of running the intermediate casing along the borehole / vertical: 1389/1351 meters.

Open hole diameter: 444.5 mm.

Drilling fluid density: 1.51 kg / 1.

Drilling fluid type: oil based.

The plastic viscosity of the drilling mud: 10 cP.

Drilling fluid dynamic shear stress: 9.58 Pa.

Parameters common for all types of well profiles are shown in Table 2.

Table 2—Geometric parameters of the well.

General parameters of the well	
Parameter	Value
Rotor table altitude, m	9
Depth of previous casing running, m	1389
Liner running depth, m	0
Open hole diameter, mm	444,5
True vertical depth of the point of beginning of curvature, m	325
The measured depth of the well bore, m	2620
Parameters of the drilling site for the tangential profile	
Parameter	Value
Angle of curvature of a section of a set of curvature, °	45
Curvature gain, °/30 m	0,75
Stabilization section length, m	500
True vertical depth, m	2295
Parameters of the drilling site for the S-shaped profile	
Parameter	Value
Angle of curvature of a section of a set of curvature, °	85
Curvature gain, °/30m	0,75
Stabilization section length, m	1300
Curvature angle of the curvature drop	45

section, °	
Curvature drop rate, °/30m	0,7
True vertical depth, m	2255
Drilling section parameters for the a horizontal profile	
Parameter	Value
Angle of curvature of a 1st section of a set of curvature, °	45
Intensity of 1st set of curvature, °/30m	0,75
Stabilization section length, m	500
Angle of curvature of a 2nd section of a set of curvature, °	90
Intensity of 2nd set of curvature, °/30M	0,6
True vertical depth, m	2255

In order to generate a training sample for the neural network, a series of experiments was planned. In total, modeling was carried out for three types of complications:

kick or gas-oil-water influx;

loss circulation;

sticking of the drill string due to accumulation of cuttings in the deviated section of the well.

Method of conducting the experiment.

Simulation of each borehole drilling experiment is carried out according to the following method.

A priori model parameters are set for each experiment in accordance with the experiment planning matrix.

The well drilling process is started.

Initial conditions: bit downhole, pumps off, rotor off.

Starting the pumps (each time the speed was chosen arbitrarily in the range of 60-100 strokes /min).

Rotor starting (rotation speed 60-140 rpm).

Running the bit downhole, creating a load on the bit (in the range of 4-10 tons), starting the drilling process.

The drilling process is carried out without complications for 20-40 minutes.

The type of complication is set (only for «sludge accumulation»). Complications such as "absorption» and «oil and gas seepage» will occur automatically when the specified depth is reached.

Depending on the type of simulated complication, the procedure is as follows:

Upon receipt of direct signs of complications such as "kick or gas-oil-water occurrence" lifting the bit from the bottom, stopping rotation, circulation, closing blowout equipment, waiting for pressure stabilization.

In the event of a "loss circulation" complication, continue drilling for 5 minutes, then stop the pumps and wait another 5 minutes before terminating the experiment.

If problems arise with a complication such as "slime accumulation", it is necessary to increase the rotor speed and pump speed, trying to reduce the height of the slurry pad, or reduce the load on the bit. Continue drilling for another 30 minutes or until a complication such as "stuck-pipe or sticking " of the drill string and the rotation of the rotor stops.

In the resulting graph, set a mark for the beginning of the type of complication, and transmit the received information for data analysis using neural network algorithms.

During the experiment, the operator (driller) directly controls the following parameters: pump speed; rotor speed and WOB as a decrease in the «weight on hook» parameter during drilling. The rest of the parameters are output for the driller. On their basis, he learns about the complications that have occurred.

Using simulation data to train a neural network

For the formation of topology, training and validation of the model for predicting the occurrence of pre-emergency situations of the "kick or gas-oil-water occurrence" type during drilling, an appropriate software module was developed using simulator data. The forecasting problem was solved using several approaches, including the regression method as well as one-class classification. The implemented software module uses methods based on machine learning and an artificial neural network with a topology that includes the use of recurrent neural networks of long short-term memory (LSTM - Long Short-Term Memory).

The procedure for preparing data from the simulator for the formation of training samples from archived data.

Based on the results of experiments on modeling the drilling process with the occurrence of trouble situations, 69 simulation records were obtained, including 33 related to drilling with complications such as "kick or gas-oil-water occurrence", 27 with cuttings accumulation at the bottom hole, 9 with "loss circulation". Each entry was marked with a point in time indicating the onset of the complication. This moment was further interpreted as an extreme moment of prediction. The frequency of recording the parameters during the simulation was varied. On average, the time interval between neighboring points was 38 seconds, the minimum time interval was 6 seconds, and the maximum time interval was 2 minutes. These sizes of time intervals resulted in a small number of points available for analysis. In this regard, the stage of adding intermediate points with a time interval of 1 second was included in the data preprocessing process. To obtain the parameter values at these points, the linear interpolation method was used. The preprocessing procedure for the training sample is implemented in the form of a program launch script and a set of functions.

Procedure for adding auxiliary machine learning methods.

In the course of the study, it was revealed that the model of an artificial neural network for predicting the impending complication of the type of "kick or gas-oil-water occurrence" due to its complexity learns better, when, in addition to the initial values of drilling parameters, it also receives the result of some auxiliary machine

learning models that are trained to solve regression problems indicator functions with model tuning for tracking changes in certain parameters, as well as with the task of highlighting abnormal situations in the readings of the observed parameters during drilling.

Topology formation procedure, training and validation of an artificial neural network.

This procedure is designed to form the topology of the artificial neural network model, train it, and also validate it. The procedure allows you to save the weights of the trained model and load them for use in the forecasting process. The neural network topology consists of three layers:

The first two layers are a multilayer perceptron (MLP), consisting of fully connected layers, each layer has four neurons with sigmoidal activation function, the multilayer perceptron (MLP) is applied to each tick of the sequence independently of the others;

The next recurrent layer consists of four neurons of the Gated Recurrent Unit - GRU;

The last output layer is designed to solve the problem of classifying two neurons with the soft max activation function.

When training this module of the artificial neural network model to determine gas-oil-water seepage, the following quality indicators were obtained: accuracy - 0.89; weighted average estimate f1 - 0.86.

The procedure for generating output data and signaling about emergency situations.

The "Kick_Predictor" class was used to predict the occurrence of complications such as "kick or gas-oil-water occurrence" by parameters in real time. The constructor of the class receives the configuration, on the basis of which the sequence of preprocessing procedures for the parameters and the used model are formed. For the model, immediately after its assembly, the trained weights are loaded. The output of the procedure is the output of the model for class 1

(corresponds to the expectation of "kick or gas-oil-water occurrence"), which means the degree of confidence in the occurrence of an emergency event and the assessment of the situation in accordance with the specified criterion: if the confidence value for class 1 is greater than the value for class 0, then it is worth submitting an alarm about an impending pre-emergency condition, otherwise do not give a signal

References

1. Abbas et al. (2019). Implementing artificial neural networks and support vector machines to predict lost circulation. Egyptian Journal of Petroleum.
2. Adams, A., Parfitt, S., Reeves, T. et al. 1993. Casing System Risk Analysis Using Structural Reliability. Paper presented at the SPE/IADC Drilling Conference, Amsterdam, The Netherlands, 22–25 February. SPE-25693-MS.
3. Aldamzharov N. N. Prevention of accidents and complications during drilling of branched horizontal boreholes // News of science of Kazakhstan. № 3(133). 2017.
4. Al-Hameedi, A. T. T., Alkinani, H. H., Dunn-Norman, S., Flori, R. E., Hilgedick, S. A., Amer, A. S., & Alsaba, M.T. (2018). Using Machine Learning to Predict Lost Circulation in the Rumaila Field, Iraq. SPE-191933-MS was presented at SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, 23-25 October, Brisbane, Australia.
5. Alkinani, H. H., Al-Hameedi, A. T. T., Dunn-Norman, S., Alkhamis, M. M., and Mutar, R. A. (2019, April 8). Prediction of Lost Circulation Prior to Drilling for Induced Fractures Formations Using Artificial Neural Networks. SPE-195197-MS was presented at SPE Oklahoma City Oil and Gas Symposium, 9-10 April, Oklahoma City, Oklahoma, USA.

6. Alshaikh, A., Magana-Mora, A., Gharbi, S. A., & Al-Yami, A. (2019, March 22). Machine Learning for Detecting StuckPipe Incidents: Data Analytics and Models Evaluation. International Petroleum Technology Conference.
7. Antipova, K., Klyuchnikov, N., Zaytsev, A., Gurina, E., Romanenkova, E., & Koroteev, D. (2019, September 23). Data-Driven Model for the Drilling Accidents Prediction. Society of Petroleum Engineers.
8. Arnaout, A., Zoellner, P., Thonhauser, G., & Johnstone, N. (2013, October 28). Intelligent Data Quality Control of Real-time Rig Data. Society of Petroleum Engineers.
9. Blikra, H., Pia, G., Wessel, J. S., Svendsen, M., Rommetveit, R., & Oedegaard, S. I. (2014, March 4). The OperationalBenefit of Testing HPHT/MPD Procedures Using an Advanced Full Scale Drilling Simulator. Society of Petroleum Engineers.
- 10.Dedenuola, D., Iyamu, E., and Adeleye, O. 2003. Stochastic Approach to Kick Tolerance Determination in Risk Based Designs. Paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado, USA, <https://doi.org/10.2118/84174-MS>
- 11.Dmitrievsky A.N., Eremin N.A., Duplyakin V. O., Kapranov V. V. Algorithm for creating a neural network model for classification in systems for preventing complications and emergencies in construction of oil and gas wells. // Sensors & Systems. 2019. №12 (243). pp.3-10.
- 12.Eremin N.A., Chernikov A.D., Sardanashvili O.N., Stolyarov V.E., Arkhipov A. I. Digital well-building technologies.Creation of a high-performance automated system to prevent complications and emergencies in the process ofconstruction of oil and gas wells. // Business Journal Neftegaz. Ru, No. 4 (100). 2020. pp.38-50. (In Russian)
- 13.Ferreira, A. P. L. A., Carvalho, D. J. L., Rodrigues, R. M. 2015. Automated Decision Support and Expert CollaborationAvoid Stuck Pipe and Improve

- Drilling Operations in Offshore Brazil Subsalt Well. Presented at the Offshore Technology Conference, Houston, Texas, 4–7 May. OTC-25838.
14. Goebel, T., Molina, R.V., Vilalta, R. et al. 2014. Method and System for Predicting a Drill String Stuck Pipe Event.
 15. Hemphkins, W. B., Kingsborough, R. H., Lohec, W. E. 1987. Multivariate Statistical Analysis of Stuck Drillpipe Situations. SPE Drilling Engineering 2 (03): 237–244. SPE-14181-PA.
 16. Jahanbakhshi et al. (2014) Artificial neural network-based prediction and geomechanical analysis of lost circulation in naturally fractured reservoirs: a case study, European Journal of Environmental and Civil Engineering, 18:3, 320–335.
 17. Lind, Y. B. and Kabirova, A. R. 2014. Artificial Neural Networks in Drilling Troubles Prediction. Presented at the SPE Russian Oil and Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition held in Moscow, Russia, 14–16 October. SPE-171274-MS.
 18. Macpherson, J. D., de Wardt, J. P., Florence, F. et al. 2013. Drilling Systems Automation: Current State, Initiatives and Potential Impact. Presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, USA, 30 September–2 October. SPE-166263-MS.
 19. Mason, S. and Chandrasekhar, S. 2005. Stochastic Kick Load Modeling. Paper presented at the SPE High Pressure/High Temperature Sour Well Design Applied Technology Workshop, The Woodlands, Texas, USA, 17–19 May. SPE-97564-MS.
 20. Miri, R., Sampaio, J. H. B., Afshar, M. 2007. Development of Artificial Neural Networks to Predict Differential Pipe Sticking in Iranian Offshore Oil Fields. Presented at the International Oil Conference and Exhibition in Mexico, Veracruz, Mexico, 27–30 June. SPE-108500-MS.
 21. Moazzeni, A. R., Nabaei, M., and Jegarluei, S. G. (2010). Prediction of Lost Circulation Using Virtual Intelligence in One of Iranian Oilfields. SPE-136992-

- MS was presented at Nigeria Annual International Conference and Exhibition, 31July - 7.
22. Murillo, A., Neuman, J., & Samuel, R. (2009, January 1). Pipe Sticking Prediction and Avoidance Using Adaptive Fuzzy Logic Modeling. Society of Petroleum Engineers.
 23. Naraghi, M. E., Ezzatyar, P., and Jamshidi, S. 2013. Prediction of Drilling Pipe Sticking by Active Learning Method(ALM). Journal of Petroleum and Gas Engineering 4 (07): 173–183. EBB3D3041956.
 24. Noshi, C. I., & Schubert, J. J. (2018, October 5). The Role of Machine Learning in Drilling Operations; A Review. Society of Petroleum Engineers.
 25. Odegard, S. I., Risvik, B. T., Bjorkevoll, K. S., Mehus, O., Rommetveit, R., & Svendsen, M. (2013, March 5). Advanced Dynamic Training Simulator For Drilling As Well As Related Experience From Training Of Drilling Teams With Focus On Realistic Downhole Feedback. Society of Petroleum Engineers.
 26. Podgornov V. M., Efimenko N. S. Technology of drilling wells in permafrost rocks // Quality Management in the oil and gas complex. 2017. no. 1. Pp. 59–61.
 27. Varshavskiy et al, 2017. Application of classification and clustering methods to improve the efficiency of case systems. International journal "Programmnye produkty i sistemy," 36, pp.625–631.